



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica

PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA INDUSTRIAL

GESTIÓN DE LA ENERGÍA EN UNA RED INTELIGENTE

Autor: Ángel J. González López

Tutores: Joaquín Eloy-García Carrasco y Manuel García Plaza

Leganés, Febrero de 2012



Autor: Ángel J. González López

Directores: Joaquín Eloy-García Carrasco
Manuel García Plaza

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día __ de _____ de 20__
en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda
otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE



Agradecimientos

Agradezco la colaboración de mis tutores, Joaquín y Manuel, que siempre han dado su ayuda ante los percances surgidos a lo largo del proyecto.

Agradezco al tribunal corrector, su tiempo y sus consejos, tras defender la valía de este proyecto, que da fin a una notable carrera en la línea del trabajo, la dedicación, el entusiasmo por aprender y la búsqueda de la mejora personal.

Agradezco a mi familia, el apoyo incondicional a lo largo de este periodo. A mi hermano y mi novia todo, ellos saben cuánto es.

Agradezco a mis compañeros de Ingeniería y amigos el esfuerzo compartido. Porque de todos ellos me llevo un pedazo.

Gracias a todos

Quiero dedicarle este proyecto a mi abuelo. Magnífica persona e Ingeniero.



Índice

Agradecimientos	3
Índice.....	4
Índice de figuras	7
Índice de tablas.....	9
1. Introducción y objetivos.....	10
1.1 Introducción.....	10
1.2 Objetivos.....	11
1.3 Fases del desarrollo.....	12
1.4 Estructura de la memoria	13
2. Estudio previo de las redes inteligentes " <i>Smart Grids</i> ".....	15
2.1 Situación actual de las redes convencionales.....	15
2.1.1 Sistema eléctrico nacional.....	17
2.1.2 Condiciones técnicas de operación del Sistema actual.....	19
2.1.3 Diagnóstico del Sistema actual.....	20
2.1.4 Medidas del cambio al nuevo modelo.....	22
2.2 Perspectivas futuras de las micro redes y las redes inteligentes	24
2.2.1 Concepto de Red inteligente y micro red	24
2.2.2 Valor añadido del nuevo modelo.....	27
2.2.3 Perspectivas futuras para las micro redes.....	28
2.2.3.1 Convergencia con las Telecomunicaciones	30
2.2.3.2 Seguridad en la implantación de las "TIC's" en las Redes Inteligentes	31



3. Normativa actual y borradores propuestos	34
3.1 Normativa en el entorno internacional.....	35
3.2 Situación actual de las inversiones en el ámbito internacional	39
3.3 Normativa en España	40
3.3.1 Problemas operativos y financieros del Plan de sustitución de contadores.....	42
3.3.2 Otras referencias normativas en relación	45
3.3.3 Principales entidades de normalización, promotoras del cambio, y entidades importantes del sector eléctrico español	48
4. Elementos de una Red Inteligente	50
4.1 Generación Eólica.....	51
4.1.1 Retos de la generación Eólica	53
4.1.2 Integración en Micro Redes Inteligentes.....	55
4.2 Generación Fotovoltaica	55
4.2.1 Descripción breve.....	55
4.2.2 Ventajas de la ESFV en Micro redes.....	56
4.2.3 Aplicaciones de la ESFV en Micro Redes	57
4.3 Generación diesel.....	61
4.4 Otros tipos de generación.....	62
4.5 Almacenamiento de energía.....	63
4.6 Cargas	66
4.6.1 Cargas lineales y no lineales	66
4.6.2 Cargas controlables y no controlables.....	67
4.6.3 Vehículo eléctrico	67
4.6.4 Sistemas Domóticos	70
5. Simulación del comportamiento de la Micro Red.....	72
5.1 Modelo de Simulación empleado.....	73
5.1 Casos con contingencias aisladas.....	80
5.2.1 Caso I. Situación estable	80
5.2.2 Caso II. Generadores limitados	82
5.2.3 Caso III. Saturación de equipos.....	83
5.2.3 Caso IV. Excedente Renovable.....	85
5.2 Casos críticos en la MR	86
5.3.1 Alta inestabilidad Generación-Carga	86
5.3.2 Modificación repentina de las condiciones climáticas	92
5.3.3 Fallo repentino de un Generador Controlado	95
Conclusiones	101



Referencias al texto y Bibliografía.....	103
Apéndices.....	108
A. Contenido del CD-ROM	108
B. Ejemplos de proyectos actuales de Redes eléctricas Inteligentes.....	109
1. Proyectos Internacionales.....	109
1.1 Ciudad de Boulder, Colorado, EEUU	109
1.2 Japón	109
1.3 Amsterdam Smart City	110
1.4 Yangzhou, China.....	110
1.5 Otras ciudades del mundo	110
2. Proyectos Nacionales	111
2.1 STAR (Sistema Telegestión y Automatización Red), Castellón.....	111
2.2 Proyecto SmartCity Málaga	111
2.3 Micro red en Guipúzcoa, proyecto iSare.....	112
2.4 Barcelona.....	112
2.5 Proyecto smart city Valladolid-Palencia	112
2.6 A Coruña	113
3. Proyectos de I+D+i	113
3.1 Proyecto CENIT Energos.....	113
3.2 Programa CENIT GAD (" <i>Gestión Activa de la Demanda</i> ").....	113
3.3 INTEGRIS (" <i>Intelligent Electrical Grid Sensor communications</i> ")	114
3.4 Proyecto CENIT DENISE (" <i>Intelligent, Secure and Efficient Energy Distribution</i> ") 114	
3.5 PRIME (" <i>Powerline-Related Intelligent Metering Evolution</i> ")	114
3.6 Proyecto europeo OPEN METER.....	114
3.7 FENIX (" <i>Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected energy evolution</i> ")	115
3.8 ADDRESS (" <i>Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS</i> ")	115



Índice de figuras

<i>Figura 1. Curva de demanda en España [1].....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2. Modelo de Caso en implantación: Microrred en Guipúzcoa [4].....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 3. Estructura de comunicación que muestra la intercambiabilidad e interoperabilidad en la Smart Grid [13]</i>	<i>38</i>
<i>Figura 4. Periodos y porcentajes del total del parque de contadores a sustituir [14].....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 5. Inversión total [15]</i>	<i>44</i>
<i>Figura 6. La contribución del Hogar Digital a la Eficiencia Energética[1].....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 7. Integración de módulos fotovoltaicos convencionales en fachada, claraboya y toldos fotovoltaicos Shücco- Kuppenheim (Alemania).....</i>	<i>60</i>

FIGURAS DE LA SIMULACIÓN [CAPITULO 5]

<i>Figura1: Visión global de la Micro red.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 2. Bloques de Producción y Consumo No Controlables</i>	<i>75</i>
<i>Figura 3: Curvas de Generación y Consumo no controlables (NOC).....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 4. Bloque de control Generador 1.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 5. Bloque del Control del Generador de respaldo (G2)</i>	<i>77</i>
<i>Figura 6. Bloque del control del Parque de Baterías (bat)</i>	<i>78</i>
<i>Figura 7. Carga con servicio de interrumpibilidad (C.S.I.)</i>	<i>79</i>
<i>Figura 8. Error entre Generación y Carga en la MR.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 9. Generador Controlado Principal.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 10. Generador Controlado de Respaldo</i>	<i>81</i>
<i>Figura 11. Parque de baterías</i>	<i>81</i>



Figura 12. Comportamiento de la MR Caso II	82
Figura 13. Comportamiento de la MR Caso III.....	83
Figura 14. Carga sin Contrato de S.I.	84
Figura 15. Error Generación-Demanda sin apoyo del S.I.	84
Figura 16. Carga Con Contrato de S.I.	84
Figura 17. Error Generación-Demanda Con apoyo del S.I.	84
Figura 18. Excedente de generación absorbido por las baterías	85
Figura 19. Generador principal, G1.....	88
Figura 20. Generador de respaldo	88
Figura 21. Parque de Baterías con Limites de acumulación.....	88
Figura 22. Carga con S.I. (continuos disparos del S.I.)	88
Figura 23. Gráficas de comportamiento de la MR, en situación crítica	89
Figura 24. Gráficas de comportamiento de la MR, en situación crítica. Solución 1.....	90
Figura 25. Gráficas de comportamiento de la MR, en situación crítica. Solución 2.....	90
Figura 26. Gráficas de comportamiento de la MR, en situación crítica. Solución 3.....	91
Figura 27. Paso repentino de una nube densa que coarta la generación PV.....	92
Figura 28-A. Dinámica de la MR ante el paso repentino de una nube densa	93
Figura 28-B. Con los Generadores y baterías limitados	93
Figura 29. Generador principal.....	96
Figura 30. Fallo repentino del Generador de respaldo, CON posterior recuperación por los equipos de mantenimiento.....	96
Figura 31. Comportamiento MR ante Fallo repentino del generador de respaldo G2(con recuperación por los equipos de mantenimiento).....	97
Figura 32. Fallo repentino del Generador de respaldo, SIN recuperación por el equipo de mantenimiento.....	98
Figura 33. Comportamiento MR ante Fallo repentino del generador de respaldo G2 (SIN recuperación del éste).....	98
Figura 34. Aumento de potencia del G1	99
Figura 35. Fallo repentino del Generador de respaldo, Con recuperación (y aumento de Potencia del G1).....	99
Figura 36. Error ante el fallo repentino del G2.....	99
Figura 37. Sistema mucho más estable ante el aumento de potencia máxima en el G1	100



Índice de tablas

<i>Tabla 1. km totales de las redes de transporte y distribución españolas [1].....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 2. Regulación del sistema eléctrico Español [2]</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 3. Operadores [2]</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 4. Evolución en el S.E. [3]</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 5. Medidas de gestión de la Demanda. [1].....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 6. Diferencias Red Inteligente Vs Red actual</i>	<i>27</i>
<i>Tabla7. Periodos y porcentajes del total del parque de contadores a sustituir [14].....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 8. Situación actual de sustitución de contadores [15].....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 9. Precios sujetos a revisión en función del cumplimiento de los cupos establecidos en el registro de preasignación de retribución [14]</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 10. Escenarios de integración de VE [1].....</i>	<i>69</i>



Capítulo 1

Introducción y objetivos

1.1 Introducción

Ante la nueva perspectiva energética mundial, donde la generación distribuida basada en fuentes renovables está adquiriendo un papel muy relevante, surge un nuevo modelo de red eléctrica basado en tres pilares: generación distribuida, autonomía en su control y tecnologías de la información para transmitir y manejar todos los datos. Esto ha dado lugar a un gran debate donde todavía no se han fijado gran parte de los criterios que deben marcar el desarrollo de estas nuevas Redes Inteligentes. En este proyecto se abordan los distintos aspectos involucrados, intentando proporcionar una visión clara y concreta de la situación actual y una previsión a corto plazo.

Además, se lleva a cabo un estudio práctico de simulación de la gestión de la energía en una red inteligente, que integre generación distribuida de origen renovable, cargas locales, cargas con servicio de interrumpibilidad, cargas críticas y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, aportando resultados sobre los diversos casos analizados.



1.2 Objetivos

Los objetivos fundamentales del presente proyecto son:

- Sintetizar los conceptos generales de las redes inteligentes, conocidas también por su nombre en inglés como "*Smart Grids*"
- Señalar los cambios que se prevén en la red eléctrica
- Analizar las principales tecnologías que apoyarán el desarrollo de este modelo de red
- Dilucidar su impacto en la sociedad, comprender su entorno y magnitud
- Entender y señalar cómo se desarrolla el debate normativo y regulatorio que atañe a este nuevo concepto de red

Finalmente, se plantea un estudio práctico de simulación del comportamiento de una micro red, con distintos tipos de generación, acumulación de energía y cargas. Se trata de una simulación de la gestión de la energía en la micro red en función de la disponibilidad de energía en cada tipo de generación, de la energía acumulada en las baterías y de la demanda de energía por parte de las cargas. Este último estudio pretende el siguiente objetivo:

En base a este último objetivo principal, se proponen los siguientes objetivos parciales:

- Comprender y aprender el manejo del software de simulación Matlab/Simulink
- Estudiar los distintos escenarios que se dan en una micro red a la hora de gestionar la energía dentro de ésta



1.3 Fases del desarrollo

Para la realización del proyecto han sido necesario cumplimentar cinco grandes fases:

- *Fase de documentación:* donde se procedió a recopilar y seleccionar la información más completa posible, contrastarla y posteriormente sintetizarla realizando un primer esbozo del grueso principal de la memoria
- *Fase de aprendizaje y asimilación del manejo del software:* donde fue necesario hacer un estudio previo de manejo del software por medio de manuales, para familiarizarse con las capacidades del mismo
- *Fase de elaboración de la simulación:* dedicada a emprender la simulación de los distintos escenarios de funcionamiento que se plantean. Esta es la fase que termina de completar el aprendizaje de las micro redes, pues supone un trabajo profundo de comprensión, programación y asimilación de los conceptos de gestión de energía en una micro red. Así mismo es una fase complicada, que atañe en ocasiones la reestructuración total del modelo de gestión.
- *Fase de elaboración de la memoria:* supone la retroalimentación necesaria en todo proyecto. Tras el primer esbozo de memoria de la primera fase se ha de elaborar la memoria en su totalidad. Se usa la información puramente significativa para la línea del proyecto y que pueda ayudar a comprenderlo, desestimando la información superflua o que no añada valor al mismo
- *Fase de conclusión:* o fase de reflexión final, depuración y perfeccionamiento, que deriva en la elaboración de la presentación para la defensa del proyecto



1.4 Estructura de la memoria

Para facilitar la lectura de la memoria, se incluye a continuación un breve resumen de cada capítulo:

- *Capítulo 1 "Introducción y objetivos"*: presente capítulo
- *Capítulo 2 "Estudio previo de las redes inteligentes"*: donde se estudia la situación actual de las redes convencionales y cuál es la perspectiva futura de las micro redes y las redes inteligentes
- *Capítulo 3 "Normativa actual y borradores propuestos"*: donde se presenta el debate normativo actual, sus implicaciones técnicas y económicas
- *Capítulo 4 "Elementos de una micro red"*: donde se describen sucintamente los elementos que pueden formar parte de una micro red. Por no ser especialmente relevante introducirse en demasía en las características propias de cada uno de ellos, solo se plantea una visión en relación directa con los aspectos de la micro red
- *Capítulo 5 "Caso práctico de estudio"*: se plantea un estudio práctico de simulación del comportamiento de una micro red con distintos tipos de generación, acumulación de energía y cargas. Se trata de hacer una simulación de la gestión de la energía en la micro red en función de la disponibilidad de energía en cada tipo de generación, de la energía acumulada en las baterías y de la demanda de energía por parte de las cargas planteando varios escenarios, y que terminará de completar el estudio de estas redes





Capítulo 2

Estudio previo de las redes inteligentes "*Smart Grids*"

En el presente capítulo se estudia la situación actual de las redes convencionales y cuál es la perspectiva futura de las micro redes y las redes inteligentes. Esto servirá para poder poner en contraposición la operación de los sistemas tradicionales con los futuros sistemas inteligentes, y comprender las particularidades de la debatida necesaria adaptación, objeto del presente proyecto.

2.1 Situación actual de las redes convencionales

El concepto tradicional de red eléctrica es aquel que engloba al conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que llevan la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los consumidores. Dichas redes se encargan del transporte y distribución de la electricidad que generan las centrales, tanto tradicionales nucleares como de carbón o ciclo combinado, o las renovables, hasta los lugares de consumo.



Típicamente, desde mediados del siglo pasado, la estructura que se ha desarrollado en nuestro sistema eléctrico tiene una disposición geográfica donde los centros principales de producción se encuentran muy separados de los principales centros de consumo. Esta disposición implica grandes pérdidas por transporte y distribución de la energía, al tener que cubrir grandes distancias. Cada vez más, se hace necesaria una reestructuración que convierta estas redes en redes más efectivas y robustas de forma que puedan soportar las necesidades futuras, tanto desde el punto de vista del consumidor como del medioambiente, donde gracias al surgimiento de las energías alternativas se abren nuevos caminos que tratare de plantear en este proyecto.

De forma sintetizada el sistema eléctrico español tiene la siguiente estructura física:

El transporte de la energía se hace en alta tensión (en España 400-220 kV) para minimizar las pérdidas por efecto Joule. La distribución se refiere a la transmisión de energía (tensiones entre 132 kV e inferiores) desde las redes de transporte hasta los consumidores. Más cerca del consumidor es necesario adaptar la tensión a los valores de baja tensión (<1kV), lo que se consigue por medio de subestaciones y centros de transformación (las subestaciones se encargan de adaptar niveles de alta a media y los centros de transformación adaptan tensiones entre distintos niveles de media tensión y la baja tensión). Por último, la red de enlace, entre consumidor y el ultimo centro de transformación permite la interconexión y protección de las instalaciones.

A su vez, todos los elementos que se encargan de realizar estas actividades, como transformadores y elementos de protección, medida y control, es necesario que se adapten a las necesidades futuras y a los nuevos modelos de red. En apartados sucesivos se muestra cómo van a evolucionar estas tecnologías para adaptarse al futuro.

RED	TENSION	Km. de circuito
Transporte	400 kV	18.765
Transporte	220 kV	17.110
	TOTAL	35.875
Distribución	TOTAL	Más de 2 millones

Tabla 1. km totales de las redes de transporte y distribución españolas [1]

Los km de la red de transporte siguen aumentando año tras año, lo que hace necesario encontrar nuevos modelos que jueguen en favor de un sistema más sostenible estructural y económicamente, y para el medioambiente, motivado además por otras causas que se argumentan a continuación.

2.1.1 Sistema eléctrico nacional

En este apartado se expone, de manera sucinta, los principales aspectos de nuestro sistema eléctrico actual, necesarios para evaluar en qué medida los nuevos modelos de red, que se analizan en apartados sucesivos, influyen en él. Esto servirá para poner en contraposición ambos modelos.

A continuación, las Tablas 2 y 3 muestran muy sucintamente como se estructura nuestro sistema eléctrico. Como se aprecia en éstas, se ha liberalizado la actividad de generación y los productores de electricidad pueden realizar ofertas, tanto al mercado mayorista como a través de contratos bilaterales, al precio que deseen y los consumidores pueden comprar la energía al productor que más le convenga. El concepto de agente de mercado se refiere a las empresas autorizadas para actuar en el mercado como compradores (distribuidores y comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica) y vendedores de la electricidad (productores, distribuidores, comercializadores y productores en régimen especial) y se pueden alcanzar acuerdos mediante contratos bilaterales físicos o bien directamente participando en el mercado mayorista. Los productores hacen ofertas de cantidades de electricidad a un determinado precio para cada hora del día y los consumidores o los comercializadores que les venden la energía hacen las ofertas de compra. El proceso de casación en el mercado favorece a las ofertas de venta más baratas y a las ofertas de compra más elevadas.

Por otro lado, la curva de demanda de nuestro país anuncia los problemas actuales de operación, que el nuevo modelo "inteligente" tratará de mejorar. Su forma es la siguiente:

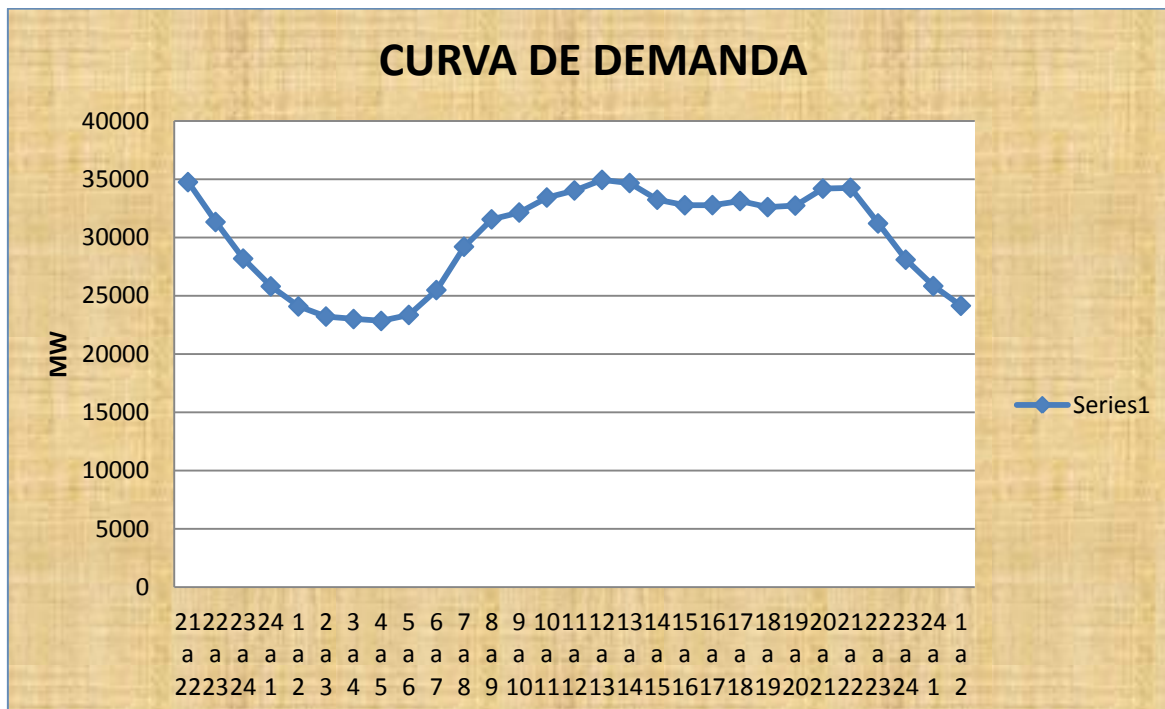


Figura 1. Curva de demanda en España [1]

Como se aprecia en la Figura 1, se trata de una curva con un marcado carácter de apuntamiento (ratio Punta-Valle elevado) donde existe mucha diferencia entre los periodos punta (periodos de mayor consumo) y valle (periodos de menor consumo). Esta curva será comentada a lo largo del proyecto, pues uno de los objetivos que persiguen los nuevos modelos de red, junto con nuevas herramientas, es el de lograr una curva menos abrupta y más uniforme que, en términos operativos y de gestión, conlleva a una mejora para todo el sistema nacional.

REGULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL	
Regulación general	
<p>La directiva 96/92/CE, del parlamento Europeo y del consejo, estableció las bases para la creación del mercado interior de electricidad en la UE</p> <p>La ley del Sector Eléctrico 54/1997 y la modificación del 17/2007 del 4 de julio constituye el refrendo normativo de los principios de liberalización de sistema eléctrico español y la configuración de un nuevo marco organizativo</p>	
Principios organizativos	
<ul style="list-style-type: none"> • Se abandona la idea de servicio público y de planificación de las inversiones, salvo en la actividad de transporte • Libre instalación de la generación • Mercado liberalizado de energía • Derecho de uso de red de transporte • Retribución del transporte y la distribución fijada administrativamente • Separación contable de actividades 	
Sujetos del sistema eléctrico	
Productores de energía (Actividad liberalizada)	Generan energía, construyen, operan y mantienen las centrales
Comercializadores (Actividad liberalizada)	Accediendo a la red de transporte o distribución, adquieren la energía para venderla a otros sujetos o para realizar operaciones de intercambio internacional
Consumidores	Compran la energía para su propio consumo. Si la compran directamente en el mercado de producción se llaman consumidores directos de mercado
El transportista (Monopolio regulado)	Sociedad mercantil con la función de transportar la energía, construir, mantener y operar las instalaciones de transporte entre otras actividades
Distribuidores (Monopolio regulado)	Sociedades mercantiles con la función de distribuir la energía, construir, mantener y operar las instalaciones de distribución

Tabla 2. Regulación del sistema eléctrico Español

(Reg. general, Principios organizativos y Sujetos) [2]

Operadores (funciones)
REE.: "Red Eléctrica de España, SA. Operador del sistema"
<ul style="list-style-type: none">• Coordinar y operar el sistema en tiempo real y coordinar la generación y el transporte de energía, asegurando, en todo momento, la continuidad del suministro eléctrico.• Desarrollar y operar la red de transporte y garantizar su mantenimiento y mejora bajo criterios homogéneos y coherentes.• Gestionar las interconexiones internacionales y el tránsito de electricidad con sistemas exteriores.• Mantener las condiciones técnicas de tensión y frecuencia del sistema en límites admisibles.• Mantener en todo momento el equilibrio generación-demanda.• Mercados de operación: regulación secundaria y terciaria y gestión de desvíos.• Prever a corto, medio y largo plazo la demanda y cobertura de la misma.
OMEL: " Operador del Mercado ibérico de Energía-Polo Español, SA."
<ul style="list-style-type: none">• <i>Mercado diario:</i> Resuelve la mayoría de las transacciones de energía. una sesión al día. Los agentes mandan sus ofertas al operador del mercado entre las 8:30 y las 10:00h de la mañana; el operador del mercado realiza la casación de las ofertas, que determina el precio y el volumen de la energía aceptada en cada hora. El operador del sistema analiza la viabilidad técnica del resultado y resuelve las restricciones que hayan podido aparecer.• <i>Mercado intradiario:</i> Es un mercado de ajustes (6 sesiones al día)

Tabla 3. Operadores [2]

2.1.2 Condiciones técnicas de operación del Sistema actual

El sistema dispone de centros de control que monitorizan el estado de la red y sus parámetros eléctricos, a través de una red de telecomunicaciones, que gestiona principalmente la red de transporte y los distintos centros de control propios o de los principales actores. En la actualidad hay aproximadamente unos 750 agentes y su gran mayoría corresponde a los productores en régimen especial (principalmente procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración).

Para una gestión eficiente y segura de la red de transporte se tiene al Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica (CECOEL); Dividido en dos, el CECOEL controla el noroeste y CECORE el resto de la península y que engloban al CECRE (Centro de Control de Régimen Especial), creado con el objetivo de maximizar la producción del régimen especial preservando la seguridad del sistema eléctrico que controla en tiempo real los parámetros eléctricos y el estado general utilizando una red de telecomunicaciones.

La red de transporte se trata como una red mallada (tanto la parte eléctrica como la de datos) y que permite el funcionamiento seguro y fiable del sistema. Se trata de una red que ya es "inteligente", que dispone de infraestructura de comunicaciones, protocolos, gestión remota, servicios, etc. Sin embargo, la inteligencia se diluye a medida que se baja al nivel de la red de distribución.

La tendencia hacia las redes inteligentes supone una replicación o expansión de las capacidades existentes en la red de transporte a la red de distribución, teniendo en cuenta que, a

diferencia de la red de transporte, los propietarios y gestores de las redes de distribución son varios. Esto implicará la definición de instrumentos estándares y la creación de herramientas basadas en soluciones técnicas ya probadas que permitan la integración de todo tipo de plantas generadoras, una gestión descentralizada de la energía, una automatización de la distribución y servicios de medida, apoyadas por un sistema de comunicaciones que llegue hasta el usuario final.

El aumento de la demanda de energía año tras año hace que todo el sistema funcione cerca de sus límites y se haga necesario introducir modificaciones tecnológicas que típicamente han ido en la dirección de mejorar la red de transporte, la operación del sistema y del mercado dejando de lado la importancia del lado del consumidor y redes de distribución que apenas han sufrido cambios.

Actualmente, la idea de mejorar el lado de la distribución y del consumidor ha derivado en que se están empezando a sustituir los antiguos contadores analógicos, por los nuevos digitales capaces de proporcionar información al consumidor y convertirlo en parte activa del sistema, tanto desde el punto de vista de la producción (placas solares, microgeneración, etc.) como desde el punto de vista del consumo (adecuación del consumo en función de los posibles precios ofertados).

2.1.3 Diagnóstico del Sistema actual

La problemática del sistema actual, y que hace necesario el desarrollo de soluciones y nuevos modelos de red, reúne las causas que se mencionan a continuación.

- La antigüedad de las infraestructuras
- Modelo actual de distribución de energía centralizado e inflexible, que unido a las dificultades de almacenamiento de energía en grandes cantidades hace necesaria una continua regulación entre la generación eléctrica y los consumos
- Las necesidades de integración de las nuevas energías renovables
- La opción de integrar el vehículo eléctrico, como medio para hacer un sistema más flexible operativamente y un entorno a favor del medioambiente
- El aumento de la demanda
- Peligro de congestión y fallo en cascada
- El encarecimiento del combustible usado en las plantas generadoras tradicionales y su propio coste de construcción
- El impacto ambiental de las centrales de combustibles fósiles con sus correspondientes implicaciones en emisiones de humos y gases que provocan el efecto invernadero
- La dependencia de las importaciones y la influencia que tiene la variabilidad en los precios o posibles restricciones de las mismas. La facilidad de la integración de las energías renovables (cuya generación es habitualmente local) y un consumo sostenible, razonable y controlado por parte de los usuarios puede hacer que se reduzcan esas dependencias y los costes asociados

- El problema del "coste de capacidad", originado por los picos de demanda, que obliga a activar plantas especiales para poder suministrar esas puntas de energía. Plantas que son usadas únicamente en esos periodos, por dar prioridad a energías limpias, con los sobrecostes que ello supone y que repercute directamente en las facturas de los consumidores
- Los consumidores no tienen conocimiento de lo que consumen, de cuánto cuesta lo que consumen en el momento que lo consumen

La clave para un futuro sostenible es comprender que se debe pasar del concepto "como conseguir más energía" a "cómo conseguir la necesaria".

La oportunidad de conocer en tiempo real el coste de la energía por parte del consumidor, unido a la concienciación e información que se le pueda dar para enseñarle cómo comportarse de una forma eficiente con esa información y aprender a ser un consumidor concienciado, cualificado y flexible, ayudaría a disminuir el coste final de sus facturas y a reducir los picos de consumo, repercutiendo en una curva de demanda más uniforme.

El cambio en la mentalidad de éste pasa por disponer, entre otros elementos, de contadores inteligentes en todos los puntos de consumo. Estos contadores permitirían mejorar la integración de las energías renovables para aquellos consumidores que dispongan, por ejemplo, de paneles solares (o de elementos de microgeneración) permitiendo, además de generar su propia electricidad, la inyección en la red (y su correspondiente pago) de la energía generada durante los picos de consumo.

Estas iniciativas deben estar soportadas por todas las compañías y sería necesario que estuviesen acompañadas de las correspondientes reformas normativas y legales.

El desarrollo de sistemas automáticos inteligentes puede hacer que las compañías tengan un conocimiento en tiempo real de toda la red, permitiendo una rápida reacción, la detección previa de problemas potenciales y la minimización del impacto de un fallo. Así mismo, el disponer de conexión directa con todos los clientes supone conocer en tiempo real el estado de sus líneas, consumos y suministros, pudiendo actuar antes de que se produzca el aviso del fallo.

Muchas de las infraestructuras de electricidad actuales son obras que se han realizado hace muchos años y por lo tanto con una tecnología y prestaciones ya muy obsoleta. Es preciso la inversión en nuevas infraestructuras, que asociados a la reducción de costes de las telecomunicaciones, los avances en sensores y sistemas más inteligentes y procesadores más potentes y rápidos, harán que la generación, distribución y gestión de energía sea más barata, ecológica y permita ofrecer una nueva serie de nuevos servicios a los usuarios finales.

Para ello es necesario la definición de estándares. Si la infraestructura de las compañías eléctricas tiene que interoperar con otros sistemas e industrias (calefacción y aire acondicionado, dispositivos del hogar como los electrodomésticos, en futuro los vehículos eléctricos, etc.) debe estar acompañada de estándares que permitan esa interoperabilidad. Todas estas motivaciones lleva a la definición de lo que son las "*Smart Grids*".

De manera general una Smart Grid es una red inteligente que integra tecnologías de la información con infraestructuras eléctricas (comunicaciones bidireccionales, flujo multidireccional de la energía y completamente automatizada y controlada). Definiciones más específicas se muestran a continuación.

2.1.4 Medidas del cambio al nuevo modelo

Al hilo de lo expuesto en el apartado anterior, se llevarán a cabo las medidas necesarias siguientes que corregirán la problemática actual:

- **Participación activa del usuario:** Actualmente es una parte completamente pasiva. Con las nuevas medidas se busca un usuario activo, concienciado, cualificado y flexible. Será necesario incentivar la participación del usuario a la hora de entregar energía generada localmente, en función de su cantidad y la franja horaria
- **Automatización de la red eléctrica:** mantenimiento mucho más eficiente de todos los componentes de la red y soluciones de gestión remota. Fuerte inversión en la renovación de las infraestructuras existentes. Existen proyectos que tratan sobre estos conceptos exponiendo una arquitectura basada en IED's (Intelligent Electronic Devices) según la norma IEC 61850 (ver apartado de normativa)
- **Seguridad en la generación centralizada:** Renovar las centrales generadoras con el fin de asegurar un suministro seguro y fiabilidad ante cualquier incidente
- **Generación distribuida y fuentes de energía renovable:** Gestión energética local, reducción de pérdidas y emisiones, integración en redes de potencia
- **Interoperabilidad con las redes eléctricas europeas:** Será necesario mejorar el transporte a largas distancias y la integración de fuentes de energía renovable, fortaleciendo la seguridad europea de suministro a través de unas capacidades de transferencia mejoradas
- **Gestión de la demanda:** Desarrollo de estrategias para la regulación local de la demanda y control de cargas mediante medición electrónica y sistemas automáticos de gestión de medidas
- **Aspectos sociales y demográficos:** Conciencia y estudio del cambio de comportamiento de la sociedad al incrementar su confort y calidad de vida, y su influencia en la gestión de la demanda
- **Mejora de la calidad eléctrica:** Será posible la elección del grado de calidad eléctrica requerido por cada usuario, permitiendo un abanico de posibilidades a la hora de contratar el servicio energético. De esta forma será posible cubrir las necesidades para aplicaciones que requieren un nivel de calidad elevado en el suministro eléctrico, evitando micro cortes, perturbaciones, huecos, etc.
- **Monitorización de la red:** Aunque en la actualidad existen diversos sistemas de monitorización implantados en la red de transporte, éstos se verán ampliados en gran medida, integrándose también en la red de distribución y en los usuarios finales



Tras las soluciones expuestas anteriormente, la Tabla 4 muestra la evolución de cinco características del sistema eléctrico con el paso del tiempo.

	Siglo IXX	Siglo XX	Siglo XXI	Final siglo XXI
Característica general	Electrificación de la sociedad <i>"Era del carbón"</i>	Generación extensiva de energía eléctrica <i>"La era de los combustibles fósiles"</i>	Transición a la nueva era de la electricidad <i>"Cambios Demográficos, Escasez de Recursos y Cambio Climático"</i>	Nueva era de la Electricidad <i>Fuente de energía principal para todas las aplicaciones del día a día. Sistema energético integrado</i>
Conciencia Medioambiental	No hay	Muy poca	Empieza a extenderse la preocupación	Gran conciencia M.A
Sistema energético	Insostenible	Insostenible	Evoluciona a la sostenibilidad	Sostenible
Generación y carga	"Generación y carga Coordinadas" <i>Suministro en isla con Cargas estocásticas</i>	"Generación sigue a la carga" <i>Redes integradas, generación central, cargas estocásticas predictibles, flujo unidireccional</i>	"Transición del sistema Energético" <i>Incremento de la generación descentralizada no predecible consumidor pasa a ser activo</i>	"La carga sigue a la Generación" <i>Generación Centralizada y descentralizada, inteligencia con TICS, flujo de energía bidireccional</i>
Fuentes de energía	Fuentes energía Fósiles, Hidráulica	Fuentes de energía Fósiles, Hidráulica, nuclear	Fuentes de energía Fósiles, Hidráulica, nuclear, biomasa, eólica, solar	Fuentes de energía renovables (solar, eólica, hidráulica, biomasa), Carbón limpio, gas, nuclear

Tabla 4. Evolución en el S.E. [3]

2.2 Perspectivas futuras de las micro redes y las redes inteligentes

Actualmente, dentro del entorno descrito en los apartados previos, los sistemas eléctricos y de energía están evolucionando en estructura con objeto de ser más eficientes y competitivos en la satisfacción de la demanda. Se está produciendo un cambio del concepto de sistema centralizado (estructura en orden: generación, distribución, transporte y consumo) al de generación distribuida, donde los usuarios finales o cualquier agente que esté conectado a la red, pasa a ser agente activo con los mercados, incluyendo elementos como el "smart metering" (*medición inteligente*), la electrónica de potencia, la gestión de información y comunicación (TIC's), los recursos renovables y distribuidos, la gestión de la energía en el hogar y la integración de nuevas demandas como el vehículo eléctrico. El contexto energético actual está marcado por los objetivos fijados para el año 2020, para el que se pretende haber reducido el consumo de energía primaria en un 20%, una disminución de las emisiones de Gases de efecto invernadero (GEI) del 20%, y un 20% del consumo de energía final proveniente de energías renovables.

Como se ha explicado antes, el gran desarrollo de las energías renovables, donde destaca la eólica (20 mil MW instalados), hacen necesario este cambio en el modelo energético, que permita su penetración y un uso más eficiente de las mismas.

2.2.1 Concepto de Red inteligente y micro red

De las posibles definiciones del concepto Smart Grid se ha seleccionado la que proporciona la *European Technology Platform Smart Grids* (Plataforma tecnológica europea de Smart Grids) que las define como:

“Una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella (generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones) con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico.”

Otra alternativa que se está barajando relacionada con las Smart Grid son las "Micro Grids" (o microrredes), concepto en el que la energía se produce, trasmite, consume, monitoriza y gestiona a nivel local como parques empresariales, universidades, pero también podrían ser vecindarios o urbanizaciones, y que lógicamente tendrían una integración con la red central funcionando de forma aislada o en conexión según las situaciones que convengan.



Las Smart Grids utilizarán equipos y servicios innovadores, junto con nuevas tecnologías de comunicación, control, monitorización y auto-diagnóstico, que ayudarán a conseguir los siguientes objetivos:

- **Robustecer y automatizar la red**, mejorando la operación de la red, los índices de calidad y las pérdidas en la misma
- **Optimizar la conexión de las zonas con fuentes de energía renovable**, optimizando las capacidades de conexión y minimizando el coste de conexión de las mismas
- **Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas**, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño (Generación distribuida) en armonía con el sistema
- **Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento**
- **Avanzar en el desarrollo del mercado de la electricidad**, posibilitando nuevas funcionalidades y servicios a los comercializadores y a consumidores
- **Gestión activa de la demanda**, permitiendo que los consumidores gestionen de manera más eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética buscando además (ver Tabla 5):

- Reducción del consumo:

- ❖ Mejoras en la eficiencia de equipos y procesos
- ❖ Concienciación sobre el ahorro energético

- Desplazamiento del consumo de la punta al valle:

- ❖ Discriminación horaria
- ❖ Respuesta a los precios del mercado

- Llenado de valles:

- ❖ Centrales de bombeo
- ❖ Tecnologías futuras de almacenamiento
- ❖ Recarga de vehículos eléctricos

- Reducción del consumo en las horas puntas del sistema:

- ❖ Servicio de interrumpibilidad
- ❖ Gestión automática de cargas

- **Posibilitar la penetración del vehículo eléctrico**, acomodando estas nuevas cargas móviles y dispersas a la red, minimizando el desarrollo de nueva infraestructura y habilitando sus funcionalidades de almacenamiento de energía.

Como ya se introdujo en el apartado 2.1.1 existen medidas de gestión de demanda que van en favor de mejorar la curva de demanda, convirtiéndola en una curva más uniforme en términos operativos y de gestión.

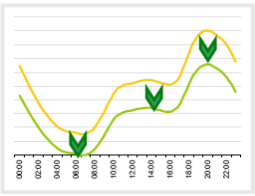
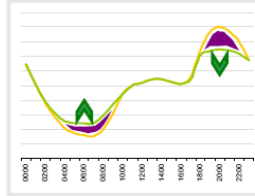
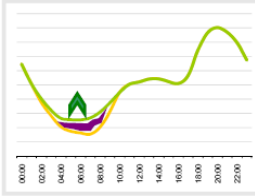
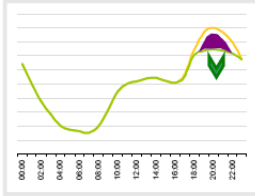
MEDIDAS DE GESTION DE LA DEMANDA			
Reducción del consumo	Desplazamiento del consumo de la punta al valle	Llenado de valles	Reducción del consumo en las horas punta del Sistema
			
-Mejoras en la eficiencia de equipos y procesos -Concienciación sobre el ahorro energético	- Discriminación horaria - Participación activa de la demanda en los mercados	- Bombeo - Tecnologías de almacenamiento - Vehículo eléctrico	- Servicio de interrumpibilidad - Gestión automática de cargas

Tabla 5. Medidas de gestión de la Demanda. [1]



2.2.2 Valor añadido del nuevo modelo

Al hilo de lo expuesto en el apartado 2.1.4, la Tabla 6 señala las diferencias que introducen las Redes Inteligentes con respecto a las redes actuales.

CARACTERISTICA	RED ACTUAL	SMART GRID
Comunicaciones	<i>En una dirección (si existen)</i>	<i>Comunicación bidireccional</i>
Participación del consumidor y Generación distribuida	<i>Consumidores desinformados y no activos. Flujo energético unidireccional (no se genera localmente)</i>	<i>Incorporación masiva de generación distribuida coordinada a través de red inteligente. Participación activa del usuario con gran capacidad de decisión</i>
Precio	<i>Información limitada sobre el precio de la electricidad</i>	<i>Información total</i>
Flujo de potencia	<i>Control limitado</i>	<i>Control total</i>
Gestión de la demanda	<i>No existe gestión con dispositivos eléctricos en función de la franja horaria del día, o del estado de la red eléctrica</i>	<i>Incorporación en el lado del usuario de equipos eléctricos y electrodomésticos inteligentes que mejoran la eficiencia, reciben señales de precios y son capaces de seguir programas predeterminados</i>
Inteligencia y control	<i>NO hay inteligencia</i>	<i>Creación de un sistema de información inteligente</i>
Grado de automatización	<i>Muy limitado (reservados para la Red de Transporte)</i>	<i>Incorporación masiva de sensores, actuadores, smart metering, y esquemas de automatización en todos los niveles de red</i>
Reposición	<i>Basada en la protección de dispositivos ante fallos en el sistema. Reposición manual</i>	<i>Reposición semiautomática y eventualmente autorecuperación. Enfoque de prevención.</i>
Fiabilidad ante ataques y desastres naturales	<i>Propensa a fallos y apagones</i>	<i>Rápida capacidad de restauración (protecciones adaptativas y creación de islas)</i>
Calidad eléctrica	<i>Solo se resuelven los cortes de suministro, y limitado control de la calidad de onda (los huecos de tensión, flicker, ruido...)</i>	<i>Identificación y solución de problemas de calidad de eléctrica. Varios tipos de tarifas en función de la misma.</i>
Optimización del transporte eléctrico	<i>Perdida de gran cantidad de energía</i>	<i>Sistemas inteligentes de control que aprovechan eficientemente la capacidad de transmisión de la red</i>
Capacidad	<i>Pocas grandes plantas generadoras. Muchos obstáculos para la interconexión de recursos distribuidos</i>	<i>Alto número de dispositivos generadores y almacenadores distribuidos, que completan a las grandes plantas generadoras. Conexiones más enfocadas a energías renovables (plug&play)</i>
Equipos	<i>Comprobación manual de equipos</i>	<i>Equipos con operación remota</i>
Vehículo eléctrico	<i>Incorporación reciente de puntos de carga eléctrica en la red. Solo permiten recarga de baterías</i>	<i>Nuevas infraestructuras especializadas destinadas a la recarga y a permitir que cada vehículo se convierta en unidad generadora</i>

Tabla 6. Diferencias Red Inteligente Vs Red actual

2.2.3 Perspectivas futuras para las micro redes



Figura 2. Modelo de Caso en implantación: Microrred en Guipúzcoa [4]

En este apartado se describen las perspectivas existentes derivadas de las soluciones que proponen las redes inteligentes, soluciones anteriormente comentadas.

Como ya se ha señalado, la solución pasa por implicar al usuario consumidor como un elemento más dentro de la red inteligente.

La idea es que las tarifas sean dinámicas, variando su precio en función de la demanda y siendo el usuario conocedor de las mismas en tiempo real. Para conseguir eso, se añadirían en los hogares unos dispositivos inteligentes (smart meters) que vendrían a reemplazar a los clásicos contadores y que son capaces de informar en cada momento del precio de la energía que consumimos. Pero no solo visualmente, sino también a través de un protocolo informático, algo que se podría combinar con aparatos eléctricos y electrónicos inteligentes que se activarían cuando el consumo fuera más favorable, con el consiguiente ahorro energético.

Atendiendo a la curva de demanda en España ya mencionada, como se adelantaba de gran importancia teórica, lo que se pretende con este sistema es premiar a aquellos usuarios que utilizan energía eléctrica en horarios de baja demanda, lo que reduciría la generación energética basada en el uso de recursos fósiles, que son los utilizados a la hora de cubrir los puntos de mayor demanda.

Además, dentro de este modelo, los usuarios también pueden ser proveedores de energía (read/write grid). Las energías renovables constituyen una buena forma de producir energía y el excedente podría ser distribuido apropiadamente a través de la Smart grid, con el consiguiente beneficio económico para el usuario. Relacionado con esto, existe también el denominado vehicle-to-grid (Vehículo eléctrico, comentado en apartado de tecnologías en el Capítulo 4).

Con motivo de los planes de la Unión Europea para el año 2020, las exigencias de normativa (expuesto en el apartado de normativa, Capítulo 3) y al hilo del objetivo de este apartado, las perspectivas futuras para las Smart grids se describen a continuación.

- La nueva tecnología inteligente podría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que ocasiona el sector energético hasta 2Gt(CO₂e) para el año 2020. [5]

"Parte de la reducción se debería a la eliminación de pérdidas en el sistema de transporte y distribución (0,9GtCO₂e); otra parte a la posibilidad de integrar con facilidad fuentes de energía renovables (incluso domésticas) en el sistema de distribución (0,8 GtCO₂e), por último, también los sistemas DA/DSM para gestión inteligente de redes de distribución y la información puntual al usuario (que podría considerarse como parte de los mismos), contribuirían con 0,3 GtCO₂e de reducción".

- Las redes inteligentes tienen el potencial de reducir un 30% del consumo de electricidad [6]
- El sector eléctrico pasará a ser un motor de la innovación tecnológica, pues es uno de los requisitos para la evolución de las redes del futuro

El punto de partida de la innovación en el sector eléctrico es la superación de barreras o limitaciones en las redes actuales. Posteriormente, la evolución hacia unas redes con una arquitectura y componentes más dinámicos y flexibles. Otra oportunidad de innovación surge de la automatización y control de las redes, y por último, la necesidad creciente de coordinación del sistema, tanto internamente como con otros sistemas.

- En los países de la OCDE resulta decisivo una revolución tecnológica en el sector eléctrico. Diversas experiencias se están poniendo en práctica en Estados Unidos a partir de las conclusiones de estudios del Departamento de Energía de EEUU (DOE) y EPRI (Electric Power Research Institute)

Como la ejecutada por la compañía Xcel Energy con el proyecto Smartgrids City en la ciudad de Boulder en Colorado iniciado en 2008 con el objeto de convertir a dicha ciudad en la primera Smart City mediante el reemplazo de la infraestructura eléctrica de solo una parte de la ciudad y equipando a 50.000 hogares con medidores inteligentes. En su última fase se incorporará a los vehículos eléctricos como microcentrales de almacenamiento. A nivel federal, ya el gobierno de Obama ha destinado 4.000 millones de US\$ de estímulos para crear redes inteligentes y 11.000 millones de US\$ de estímulo a las compañías eléctricas para que modernicen sus redes de suministro con tecnología digital [7]. Ver Apéndice B.

- En China, se espera que Southern Power Grid Corporation invierta entre 3 y 4 billones de yuanes entre 2010 y 2020 (346.000 y 461.000 millones de euros) en la implantación de una red inteligente solo en el sur de la República Popular [8]
- En Europa, la plataforma Smartgrids, fundada en 2005, que reúne los actores más relevantes del sector (empresas eléctricas, fabricantes, sector académico, reguladores y usuarios), está trabajando en el desarrollo de una red eléctrica europea de smart grids, a través de la European Electricity Grids Initiative (EEGI), uno de los principales mecanismos para la implementación del objetivo 20/20/20 para 2020. Se trata de una propuesta unificada de las redes de transporte y distribución para configurar la nueva red del siglo XXI, pasando de un modelo de demanda pasiva a otro de demanda activa o inteligente [9]
- En España destaca Futured, constituida a finales de 2005 con el fin de investigar las características de las redes del futuro definiendo la visión de la red eléctrica española para el año 2025 [10]
- El desarrollo de las redes de transporte y distribución supone una gran oportunidad para el sector eléctrico y TIC, pero corre el riesgo de verse dificultado o ralentizado por

algunos obstáculos. Toda revolución tecnológica necesita pasar por fases intermedias, pero la evolución de la implantación de smart grids en todo el mundo se está acelerando gracias a la iniciativa combinada de gobiernos y empresa privada. En este caso, las ciudades y sus ayuntamientos también juegan un papel determinante, pero los pasos para la adaptación de las entidades y mecanismos reguladores y sobre todo los intereses de las grandes compañías eléctricas serán claves para su implantación

- Los proveedores de Smart Grids tienen perspectivas de convertirse en el segmento de mayor tamaño y crecimiento del mercado de las tecnologías ecológicas[11]

ABI Research estima un aumento mundial de los pedidos de contadores inteligentes hasta los 73 millones de unidades en 2010, lo que supone un incremento en comparación con los 52 millones de 2009. Para el año 2014, el gasto global acumulado en redes inteligentes superará probablemente los 33.000 millones de US\$.

- Se han de superar barreras como sucede en toda renovación tecnológica:

*a) **Barreras de tipo regulatorio:** tanto las redes de transporte como las de distribución son monopolios naturales y por ello su actividad está regulada. El éxito o el fracaso de la implantación de muchos de los desarrollos depende de que se establezca un marco regulatorio y retributivo adecuado.*

*b) **La necesidad de desarrollar estándares:** la alta automatización prevista debe afrontar un proceso difícil de normalización y estandarización de protocolos, modelos interfases, etc., que permitan la integración de soluciones de diversos fabricantes de forma ágil, fiable y económica. Estos procesos suelen ser extremadamente lentos y en ocasiones se ven más dirigidos por intereses comerciales que por las prioridades derivadas del desarrollo tecnológico.*

*c) **Barreras tecnológicas:** Algunos de los desarrollos pueden encontrarse con barreras tecnológicas difíciles de superar. Así, saltos tecnológicos significativos como la incorporación masiva de la electrónica de potencia o de sistemas de almacenamiento de energía, dependen de la evolución de la ciencia de materiales, que debe lograr abaratar y reducir el tamaño de estas soluciones.*

*d) **Implantación global:** Muchas de las posibles revoluciones tecnológicas en el ámbito de las redes pasa por su despliegue y adaptación masiva en toda la red. Estos procesos suelen ser muy caros y hacen que los períodos transitorios se prolonguen tanto que los beneficios no se lleguen a apreciar en plazos razonables.*

- De momento, todo apunta a qué será posible para el año 2025 que el consumidor pueda decidir cuándo, cómo y qué electricidad consumir y, sobre todo, cuánta de la que genera su hogar quiera vender.

2.2.3.1 Convergencia con las Telecomunicaciones

Para lograr los objetivos de ahorro energético será necesario automatizar todo el proceso de control mediante una red convergente de energía, telecomunicaciones e información.

Las redes de comunicaciones y la infraestructura de TI de la mayoría de las empresas de servicios públicos han evolucionado exponencialmente. Muchas compañías de servicios públicos han implementado grandes redes de comunicaciones que operan redes de voz y datos fijos y móviles en el territorio de servicio. Cada uno de estos sistemas tiene distintos



requerimientos de ancho de banda, seguridad y rendimiento, y pueden ser desarrollados sobre distintas plataformas utilizando protocolos con derechos de propiedad.

Las empresas de servicios públicos experimentarán un crecimiento exponencial de los dispositivos inteligentes, contadores y monitores que llegan en línea como parte de la red eléctrica inteligente. La mayoría de las estrategias y sistemas de datos heredados no están preparados para manejar los volúmenes que se van a generar. Estos nuevos datos requerirán un mayor almacenamiento, ancho de banda y seguridad. También deben estar disponibles para funciones analíticas para ofrecer un análisis más profundo con el fin de entender los nuevos patrones de uso y desarrollar nuevos modelos de precio. Por ejemplo, antes de que una empresa de servicios públicos comenzara con la fase uno de la implementación de la red eléctrica inteligente, el volumen total de información en línea era de aproximadamente 20 terabytes (TB) o 20.000 gigabytes. Ahora están capturando datos de contadores inteligentes cada 15 minutos, lo cual ha incrementado los requerimientos a 200 TB de almacenamiento. Las empresas de servicios públicos estiman que la transición a una captura de datos cada cinco minutos incrementará el volumen de datos de 200 a 800 TB.

2.2.3.2 Seguridad en la implantación de las "TIC's" en las Redes Inteligentes

Los primeros problemas de seguridad se han detectado a principios de 2009 en el despliegue de las Redes Inteligentes en Estados Unidos. Estos problemas han demostrado la necesidad de una nueva arquitectura de comunicaciones. La seguridad que hay que añadir a las redes IP es lo más complejo de la historia de las comunicaciones (firewalls, IDS's, spam, spoofing, troyanos, virus, suplantación de identidad, etc.).

Los datos del cliente y los temas relacionados con la privacidad, integridad y fiabilidad de los datos son en la actualidad barreras en la evolución de las redes eléctricas inteligentes, en lo que a transferencia de datos se refiere. Además existe el problema de la autenticación e identificación de las máquinas y equipos que se conectan a la red.

Los legisladores están preocupados por quién dispondrá de los datos, por qué motivo y en qué forma estos datos sean utilizados. Se temen problemas como los detectados por El Instituto Nacional de Normas y Tecnología, (NIST, agencia del Departamento de Comercio de EEUU), que ha identificado algunos problemas potenciales relacionados con la privacidad de los datos en lo que respecta a las redes eléctricas inteligentes, entre otros el robo, el seguimiento del comportamiento del cliente y la vigilancia en tiempo real.

La información procedente de estos dispositivos puede ser combinada en formas inesperadas y revelar información que los consumidores no desean que se conozca como:

- Captura y envío de datos de electrodomésticos que revelan cómo y cuándo se utilizan, si alguien ha entrado en otra habitación, si una persona se está duchando porque el calentador se ha encendido, o incluso si hay alguien en casa o no.
- Más preocupante aún es la posibilidad de que se pueda detectar el uso de dispositivos relacionados con la salud.

La red de comunicaciones debe proporcionar integración transparente, comunicación en tiempo real y gestionar el flujo de datos que está siendo protegido por los componentes de la red



eléctrica inteligente a la vez que mantiene la seguridad. En este sentido hay soluciones ya estudiadas para protegerse de estos problemas:

- Las VPN (redes privadas virtuales) son una de las capas de seguridad más populares para proteger la transmisión de datos sobre una infraestructura pública como Internet. Éstas definen mecanismos de encapsulado de datos para conexiones *tunneling* (o tipo túnel).

La identificación de dispositivos es algo relativamente sencillo, pero el verdadero problema surge en la identificación del individuo que activa o hace uso del dispositivo. Por ello se hace necesario establecer procedimientos de autenticación que verifiquen la identidad de los miembros conectados a la red. Para ello existen varios métodos entre los que se citan los más importantes:

- RC4
- PAP (Password Authentication Protocol)
- CHAP (Challenge Handshake Authentication Protocol)
- SPAP (Shiva Password Authentication Protocol)
- MS-CHAP (Microsoft CHAP)
- MS-CHAP v2
- EAP (Extensible Authentication Protocol)
- PEAP (Protected EAP)
- RADIUS (Remote Authentication Dial In User Service)
- Kerberos

Por otro lado, los algoritmos de cifrado de datos especifican los métodos para codificar y decodificar los datos. Dichos algoritmos se implementan mediante protocolos con el fin de dotar de privacidad a los datos.

En el escenario real, Estados Unidos a través del Departamento de Comercio y el Instituto Nacional de Estandarización y Tecnología ha publicado una guía compuesta por tres volúmenes en los que define los requerimientos en materia de seguridad para cada una de las capas de comunicación de la Smart Grid (Guidelines for Smart Grid Cyber Security). En esta publicación se definen los posibles riesgos a los que se enfrenta la seguridad de las redes inteligentes, resumiéndose en los siguientes:

- Espionaje nacional, Hackers, Cyberterroristas, crimen organizado, competidores industriales y empleados disgustados entre otros

La seguridad de los datos es, sin duda, una de las barreras tecnológicas a superar, que unida al difícil proceso de normalización y estandarización de protocolos, modelos interfaces, etc., que permitan la integración de soluciones de diversos fabricantes de forma ágil, fiable, económica y segura, supone uno de los grandes retos en el desarrollo de estos modelos de red.





Capítulo 3

Normativa actual y borradores propuestos

En este apartado se estudian e identifican las referencias normativas que regulan algunos aspectos relacionados con las Micro Redes eléctricas inteligentes y, así mismo, se señalan los borradores de las propuestas futuras que están surgiendo en favor del correcto desarrollo de éstas y sus sistemas asociados.

Para comprender esta producción normativa, es necesario señalar que el panorama actual de comunicaciones juega un papel crítico en el desarrollo de las redes inteligentes y plantea tres puntos críticos que deben ser abordados, resueltos y regulados:

- Necesidad de uniformizar los protocolos de comunicación y los modelos de datos utilizados permitiendo con ello la interoperabilidad de equipos de distintos fabricantes.
- Los equipos inteligentes IED's (Intelligent Electronic Divices), que serán necesarios introducir, permitirán la capacidad requerida de comunicación y gestión.
- Es preciso definir modelos de datos que permitan estandarizar las distintas funcionalidades existentes en la red.

3.1 Normativa en el entorno internacional

La normativa Europea en relación con las micro redes eléctricas inteligentes establece en la Directiva **2009/72/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva **2003/54/CE**, y concretamente en el Anexo 1-medidas de protección del consumidor que:

- "Los Estados miembros garantizarán la utilización de sistemas de contador inteligente que contribuirán a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad. La aplicación de estos sistemas de medición podrá ser objeto de una evaluación económica de todos los costes y beneficios a largo plazo para el mercado y el consumidor particular, o del método de medición inteligente que sea económicamente razonable y rentable, y del plazo viable para su distribución.

Dicha evaluación se realizará a más tardar el tres de septiembre de 2012. Sobre la base de dicha evaluación, los Estados miembros o cualquier autoridad competente que aquellos designen prepararán un calendario con un objetivo de hasta diez años como máximo para la aplicación de sistemas de contador inteligente. Cuando se evalúe positivamente la provisión de contadores inteligentes, se equipará para 2020, al menos al 80% de los consumidores con sistemas de contador inteligente.

Los Estados miembros o cualquier autoridad competente que designen garantizarán la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos, y tendrán debidamente en cuenta el uso de las normas y mejores prácticas apropiadas, así como la importancia del desarrollo del mercado interior de la electricidad."

Esto hace hincapié en la importancia de los sistemas no propietarios que:

- Garantizan la interoperabilidad en las redes de los distribuidores
- Posibilitan la competencia en el mercado de equipos, reduciendo el precio de los consumidores
- Impiden la formación de posibles monopolios o barreras técnicas.

Sin ellos los futuros desarrollos se verían comprometidos poniéndose en riesgo las inversiones realizadas.



Además, la Comisión Europea estableció en Bruselas el 12 de marzo de 2009 el mandato de estandarización para **CEN**, **CENELEC** y **ETSI**, en el campo de instrumentos de medida, para el desarrollo de una arquitectura abierta que permita la interoperabilidad de los protocolos de comunicación de estos instrumentos, planteando los objetivos siguientes:

- Crear un estándar que permita la interoperabilidad en el uso de los instrumentos de medida (agua, gas, electricidad, calefacción) que pueda mejorar la conciencia que los consumidores tienen de su actual consumo haciéndoles capaces de adaptarse eficientemente a su demanda. Lo que se conoce como "smart metering" o medición inteligente. Así mismo CEN, CENELEC y ETSI invitarán a WELMEC (autoridades de los estados miembros) y al Open Meter Project [12], en tanto que es relevante para el desarrollo de estándares requeridos en este mandato, a formar parte en este proceso.
- Fomentar un cambio duradero en el comportamiento de los consumidores, empresas y comunidades
- Consumo final de energía: Para unos costes de inversión óptimos y cumplir las expectativas de 10 a 15 años para implantar las soluciones de medición inteligente es de suma importancia que los estados miembros estén de acuerdo en fijar un nivel mínimo de funcionalidad de estos aparatos, para poder ofrecer a cualquier consumidor sin ningún tipo de discriminación (con independencia de lugar de residencia, proveedor del servicio, etc.) dichos servicios, asegurando la interoperabilidad. Surgiendo, de este modo, un nuevo camino de control en tiempo real de la información. Estas especificaciones serían compatibles con el mandato de estandarización de para el uso de los medidores de servicios públicos que ha sido expedido por la Comisión Europea (mandato anteriormente comentado).

Así mismo, actualmente existen otros grupos de trabajo a nivel internacional que han generado diversos protocolos, regulados por el comité técnico **TC57** de la Comisión Electrotécnica Internacional (**IEC**), para estandarizar las comunicaciones en el sistema eléctrico mediante el desarrollo de modelos de datos e interfaces genéricos y utilizando protocolos de comunicación ya existentes, como el TCP/IP. Algunos de los más destacados en este sentido son:

- IEC60870-5 para comunicar maestros SCADA y subestaciones eléctricas para el control y adquisición de datos sobre líneas serie o TPC/IP. Desarrollado por el grupo de trabajo WG3 (Work Group)
- IEC60870-6, también conocido como TASE-2 para comunicaciones entre centros de control sobre redes WAN. Grupo WG7
- IEC61970 para interconectar aplicaciones de gestión de energía o EMS's en el entorno de los centros de control. Grupo WG13
- IEC61968 para comunicar los centros de control con los sistemas de la red de distribución. Desarrollado por el grupo de trabajo WG14



- IEC61334 para comunicaciones sobre líneas de distribución PLC(Power line Communication). Grupo WG9. Estándar original DLMS para la automatización de la distribución
- IEC62325 que define una nueva interfaz entre utilidades locales y el mercado energético liberalizado. Grupo WG16
- IEC62351 para definir perfiles de seguridad a utilizar en todos los anteriores a nivel TCP/MMS/61850. Grupo WG15
- **IEC61850** Protocolo de aplicación usado para automatización de subestaciones eléctricas (buses de estación y proceso) y comunicación entre sus IED's (Intelligent Electronic Devices). Grupo WG10. Partiendo de éste, se han desarrollado otras normativas similares en otros ámbitos de aplicación:
 - IEC61400-25 aporta un nuevo mapping de comunicaciones a Servicios Web y extiende el modelo de datos modelando las funcionalidades, datos y atributos presentes en un aerogenerador.
 - IEC61850-7-420, que extiende el modelo de datos modelando las funcionalidades, datos y atributos presentes en sistemas de generación distribuida tales como sistemas fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento, generadores diesel y sistemas de intercambio de calor.
 - IEC61850-7-410, idéntico a IEC61850-7-420 para centrales hidroeléctricas.

En resumen la norma IEC61850 es un estándar de mínimos. Define una interfaz abstracta de comunicaciones o ASCII para independizar la capa de aplicación con todos sus servicios del protocolo de comunicación del nivel inferior. Permite la utilización de las infraestructuras de comunicación existentes, ya que puede utilizarse sobre diversos protocolos de comunicación de nivel de aplicación OSI.

- ❖ Esta estandarización de los modelos de datos y de los servicios de comunicaciones, así como la definición de las capas de mapeo a protocolos de comunicación, permiten la interoperabilidad de equipos de distintos fabricantes.
- ❖ La definición del modelo de información se realiza mediante un modelo estándar basado en XML denominado SCL (Substation Configuration Language), lo que implica una gran flexibilidad a la hora de implementar sistemas SCADA de adquisición y control. En la actualidad están surgiendo herramientas de configuración que se basan en SCL muy útiles a la hora de configurar grandes entornos basados en IEC61850 como subestaciones o parques eólicos.

Con todo ello se pretende evolucionar de un sistema de gestión de red centralizado con diversos protocolos de comunicación (algunos de ellos propietarios) a un sistema distribuido, gracias a una topología de comunicación basada en un único estándar a todos los niveles, donde en cada uno de ellos se definirá el modelo de datos a intercambiar, y que permita su utilización sobre varios interfaces físicos e infraestructuras de comunicación ya existentes.

INTERCAMBIABILIDAD E INTEROPERABILIDAD

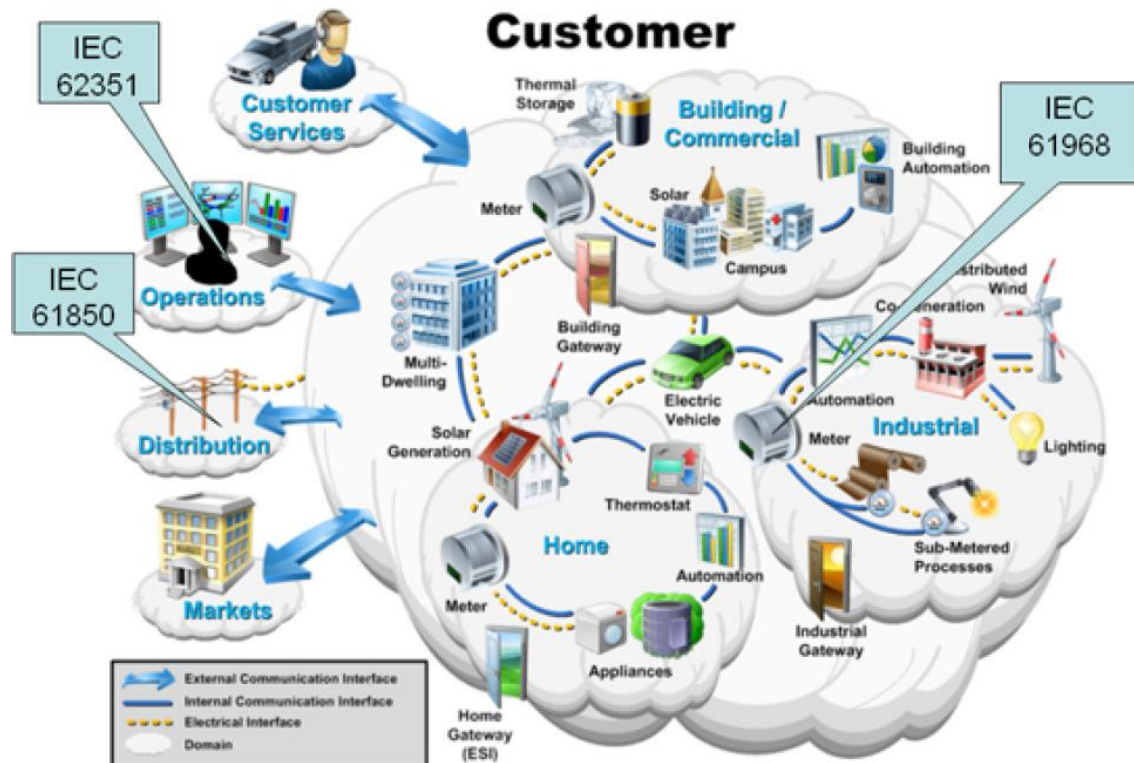


Figura 3. Estructura de comunicación que muestra la intercambiabilidad e interoperabilidad en la Smart Grid [13]

Por otro lado, el organismo de estandarización IEEE ha aprobado un proyecto presentado con el título de "IEEE 2030 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS) and End-Use Applications and Loads (P-2030)".

El objetivo de IEEE para 2030 es proporcionar a través de un proceso de estándares abierto el conocimiento básico para definir la interoperabilidad en el contexto de una "Red Eléctrica Inteligente", incluido el funcionamiento de los sistemas de alimentación eléctrica con las aplicaciones y dispositivos de uso final, como medidores de electricidad inteligentes.

3.2 Situación actual de las inversiones en el ámbito internacional

Tanto en EE.UU. como en Europa se viene trabajando de forma intensa en las Smart Grids desde hace unos años.

- Destacan IntelliGrid en EEUU y Electrónic Power Research Institute (EPRI) en un entorno motivado por el American Recovery & Reinvestment Act of 2009, promulgado por el congreso de los Estados Unidos, que destinarán 4.500 Millones de Dólares para inversión en redes inteligentes
- En Europa los nuevos conceptos de las Smart Grids, son apoyados desde la CE en sus 6º y 7º Programa Marco

La International Energy Agency (IEA) en Diciembre de 2009 identificó como uno de los principales vacíos para la reducción de las emisiones de CO₂ en 2050 es la falta de financiación de proyectos de I+D+i en Vehículos Eléctricos, CCS y Smart Grids, basándose en los datos proporcionados tras estudios de los "Global Gaps Research, Development, Demonstration and Deployment (RDD&D) y The Major Economies Forum on Energy and Climate (MEF)".

Por otro lado, El Plan SET (Strategic Energy Technology – Investing in the Development of Low Carbon Technologies) contempla las necesidades de inversión para cumplir los objetivos energéticos en la UE sabiendo que:

- El mercado y las compañías privadas no desarrollarán por sí mismos la tecnología necesaria en el corto plazo para cumplir las políticas energéticas y ambientales de la UE
- El alto riesgo y la necesidad de fuertes inversiones en negocios con baja rentabilidad inicial hacen necesaria la participación de la UE en dichas necesidades de inversión

El Programa de iniciativas Europeas 2010-2020 estima:

- Iniciativa para energía eólica: 6.000 M€
- Solar: 16.000 M€
- Biomasa: 9.000 M€
- Captura de CO₂ y almacenamiento: 13.000 M€
- Fisión Nuclear: 7.000 M€
- Celdas de combustible e Hidrógeno: 5.000 M€
- 2.000 M€ de Inversión total pública + privada (Incluye el coste de I+D, proyectos piloto de demostración. Se excluyen los costes de implantación masiva en la red o los

incentivos para fomentar su uso en el sistema) para que en el 2020 el 50% de la red europea integre de forma inteligente las fuentes de energía renovables y la demanda. Realización de 20 proyectos de escala suficiente para validar las soluciones y analizar los beneficios reales, antes de una implantación masiva en Europa.

Nota: ver Apéndice B al final del documento.

3.3 Normativa en España

A continuación se recoge la regulación Española más específica en relación al entorno de las redes eléctricas inteligentes. Además se señalan otras referencias normativas, que aun no siendo específicas para estas redes, sí favorecen el desarrollo de las mismas influyendo en mayor o menor medida.

En España encontramos pocas referencias normativas de carácter específico para la regulación de redes eléctricas inteligentes, sin embargo, muchas de las medidas regulatorias que se toman para, por ejemplo, energías renovables o el mercado de electricidad, primas, subvenciones, etc., suponen un gran impacto en el posterior desarrollo de estas redes.

Como regulación específica y más relacionada con el campo de las redes inteligentes destacan:

El Real Decreto **809/2006**, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, ajustado en el **RD 871/2007**, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007 contempla que los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y aquellos que se sustituyan para los antiguos suministros deben permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión, habilitando al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para establecer un Plan de sustitución de estos contadores

Por su parte, la disposición adicional vigésima segunda del Real Decreto **1634/2006**, establece el mandato a la Comisión Nacional de Energía de elaboración de un informe donde se recojan los criterios para la sustitución de dichos equipos de medida. Este informe fue aprobado por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía el 25 de octubre de 2007.

Tomando como base la información contenida en el informe citado, en la Orden **ITC/3860/2007**, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de Enero de 2008, en su Disposición Adicional 1ª define el plan de sustitución de equipos de medida en los suministros de energía eléctrica de hasta 15 kW de potencia contratada con el fin de impulsar la implantación de los sistemas de telegestión.

- La orden regula que todos los contadores deberán ser sustituidos antes de 31 de diciembre de 2018 de acuerdo al siguiente plan: se establece el Plan de sustitución de contadores
- El Plan de sustitución de equipos de medida no supondrá ningún coste adicional para los consumidores

- La sustitución contemplada en el Plan elaborado abarcará un periodo de 11 años, comenzando el 1 de enero de 2008 y finalizando el 31 de diciembre de 2018, objetivos que han sido fijados teniendo en cuenta el informe de la Comisión Nacional de la Energía relativa al periodo de amortización de los actuales equipos de medida instalados en los suministros de potencia hasta 15 kW

El número de equipos a sustituir por cada una de las compañías distribuidoras se establece como un porcentaje del total del parque de contadores de medida de cada una de dichas empresas para este tipo de suministros, y deberá ajustarse a los valores que se señalan para cada uno de los intervalos de tiempo en que se divide el Plan. La Normativa obliga por tanto a:

- ❖ Que los nuevos contadores domésticos (tipo 5, de $P \leq 15\text{kW}$) dispongan de:
 - Discriminación horaria
 - Capacidad de telegestión
- ❖ Acometer un plan de sustitución de todos los equipos ya instalados
- ❖ Implantar un sistema de telegestión

Periodos y porcentajes del total del parque de contadores a sustituir:

PERIODO	(%)	ACCIONES
1/1/2008-31/12/2010	30 (7,8 millones)	El Ministerio autoriza el sistema de telegestión, los equipos asociados y los protocolos específicos (11 Mayo 2009)
1/1/2011-31/12/2012	20 (5,2 millones)	
1/1/2013-31/12/2015	20 (5,2 millones)	Implantación efectiva Sistema Telegestión y Telemedida en los equipos ya instalados (1 Enero 2014)
1/1/2016-31/12/2018	30 (7,8 millones)	

Tabla7. Periodos y porcentajes del total del parque de contadores a sustituir [14]

Además, como se aprecia en la imagen contigua, tres meses antes del fin de cada periodo (1 de Enero de los años 2011, 2013 y 2016) las CCAA y DGPEM deberán presentar los informes de evolución del Plan.



Figura 4. Periodos y porcentajes del total del parque de contadores a sustituir [14]



Con todo lo anterior, antes del 1 de enero de 2014, deberá realizarse la implantación de los sistemas de telegestión y teled medida, así como la integración de los equipos de medida en dichos sistemas, dado que en esta fecha se habrán sustituido alrededor de un 60% de los equipos instalados. El plan planea la sustitución de más de 26 millones de contadores.

Las empresas distribuidoras deberán presentar para su aprobación a las Administraciones Autonómicas donde se ubiquen los distintos puntos de suministro, los planes de instalación de contadores de medida que tendrán carácter vinculante.

Por otro lado, como normativa concreta que atañe a las redes inteligentes se tiene al **RD 1110/2007**, de 24 de Agosto por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y Orden **ITC/3022/2007** que describe la funcionalidad obligatoria de los contadores y del sistema de telegestión. Las funcionalidades que define están relacionadas con las magnitudes a registrar (consumo/generación de energía activa, reactiva, potencia) con los parámetros de calidad (interrupciones, variaciones de tensión) con la discriminación horaria (y la posibilidad de facturación por periodos) con la teled medida (lectura remota) y con la telegestión y las actuaciones remotas (control de la potencia demandada por el cliente), etc. Así mismo señala que deberá de disponer de capacidad de gestión de cargas, con el objeto de reducir la demanda en momentos críticos.

3.3.1 Problemas operativos y financieros del Plan de sustitución de contadores

La exigencia de sustituir 28 Millones de contadores en 10 años es alta, más aun cuando no se han realizado pruebas piloto antes de establecer la sustitución masiva, el sistema de telegestión y teled medida, equipos asociados y protocolos de comunicaciones fueron aprobados por el MITYC en mayo de 2009 y no hay disponibilidad de equipos en el mercado que cumplan con todos los requerimientos. Además está la falta de aprobación por parte de muchas CCAA de los planes de sustitución y que las instalaciones de enlace del cliente deben estar adecuadas a la normativa (REBT). Por último, no se ha realizado un análisis coste beneficio de este plan de sustitución tal y como indica la normativa Europea.

El éxito del Plan de Sustitución radica en que los consumidores aprovechen las nuevas oportunidades que éstos equipos les ofrecen y se mejore la eficiencia energética en lugar de centrarse en obligar a los consumidores a implantar la tecnología.

Estado actual del Plan

La CNE ha abierto un expediente informativo (Publicado en Enero 2010. A iniciativa del Consejo) para analizar la situación del Plan y el previsible grado de cumplimiento. La CNE traslada al MITYC "su preocupación ante la posible falta de cumplimiento del primer hito de los citados planes de sustitución" (sustitución del 30% del parque de contadores antes del 31 de diciembre de 2010).

La situación actual se recoge en la tabla siguiente para las fechas indicadas se tiene:

Empresa	Fecha	Contadores instalados	%
Iberdrola	30 Sept. 2009	612.000	7
	31 Dic. 2010	1.000.000	10
Endesa	30 Sept. 2009	-	-
	31 Dic. 2010	88.800	1
GN-UF	30 Sept. 2009	300.000	-
	31 Dic. 2010	150.000	5.4
Hidrocantábrico	30 Sept. 2009	1.500	0.4
	31 Dic. 2010	20.000	4.8
EON	30 Sept. 2009	131.569	26
	31 Dic. 2010	174.885	33

Tabla 8. Situación actual de sustitución de contadores [15]

Además, sobre los equipos, las empresas han indicado:

- Iberdrola, Hidrocantábrico y GN-UF: los equipos instalados no cumplen todos los requisitos establecidos
- EON: Deberán actualizar el software. No cumplen con el reenganche automático o desde la casa del cliente
- Endesa: A 30 sept. 2009 no tenían un contador que cumpliera las especificaciones. Ya disponen de los primeros contadores “beta” para homologación. No obstante, prevén adelantar la finalización del Plan 3 años, completándolo en 2015 en vez de en 2018 como exige la normativa

Características técnicas y requisitos funcionales exigidos a los contadores

❖ Requisitos de Medida

- Precisión: clase A para energía activa y 3 para energía reactiva
- Discriminación horaria con capacidad para gestionar 6 periodos programables de energía activa, reactiva y demanda máxima 15kW
- Almacenamiento curva de carga horaria de los últimos 3 meses (activa y reactiva)
- Control de potencia: registro de demanda máxima e Interruptor de Control (ICP)
- Almacenamiento de magnitudes hasta 6 meses sin alimentación

❖ Requisitos funcionales de Telegestión:

- Lectura remota de energía y potencia
- Lectura remota de parámetros de calidad
- Programación remota
- Sincronización remota con equipos concentradores
- Control remoto de la potencia: conexión y reconexión a distancia
- Capacidad de gestión de cargas

Estimación de las inversiones necesarias

Se trata de una inversión importante, principalmente en equipos electrónicos adicionales, equipos de comunicaciones y automatización, por lo que es necesario definir el marco de recuperación de las inversiones en redes inteligentes.

La estimación total de la inversión necesaria es de 5.500 millones de Euros, de los cuales el 1% será invertido en sistemas, el 33% en instalación y el 66% en equipos.

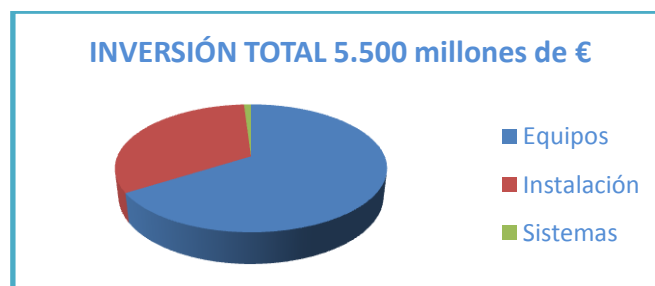


Figura 5. Inversión total [15]

3.3.2 Otras referencias normativas en relación

Además de la normativa anteriormente descrita, la filosofía que persiguen las redes inteligentes se encuentra presente en muchos otros aspectos de la legislación española. A modo de resumen, se muestran a continuación algunas de esas referencias que contienen esta filosofía:

Así, están:

Ley 54/1997 y 17/2007 del Sector eléctrico que establece los principios de un modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando a su vez el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial RD 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

RD 1955/2000 Actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Los Reales Decretos **2819/1998** y **1955/2000** regulan las actividades de transporte y distribución eléctrica, y establecen que han de realizarse por empresas jurídica y contablemente distintas de las que realizan actividades en competencia. No obstante, se permite que las distribuidoras pertenezcan al mismo grupo empresarial que empresas de generación o suministro.

Los Reales Decretos **2819/1998**, **222/2008** y **325/2008** establecen la retribución de las actividades de transporte y distribución. Esta retribución tiene un componente que depende de la eficiencia en la operación de las mismas.

R.D. 661/2.007 Real Decreto por el que se establece la metodología para la actuación y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de la producción de energía eléctrica en régimen especial. Establece una serie de exigencias técnicas para que el régimen especial colabore en la estabilidad del sistema, ya sea ofreciendo la posibilidad de participar en los servicios de ajuste del sistema a las unidades que tengan puedan ser despachadas (cogeneraciones, biomasa, etc.) como exigiendo el cumplimiento de ciertos requisitos a las de carácter intermitente (eólica, solar, hidráulica, etc.). Entre éstas últimas destacan la obligatoriedad de realizar ofertas al mercado y pagar por los desvíos (incluso en el caso de solicitar el precio fijo regulado) o la obligatoriedad de que todas las instalaciones de más de 10 MW estén conectadas a un centro de control. Otro aspecto importante es el incentivo para las instalaciones eólicas antiguas que sean capaces de soportar los huecos de tensión (las posteriores al 1 de enero de 2008 están obligadas a ser capaces de ello).

Se generan legislaciones que favorecen el desarrollo de las tecnologías (por ejemplo subvencionando mediante primas las generaciones de determinadas energías renovables) y posteriormente se reducen las ayudas y se solventan y regulan los problemas técnicos que puedan surgir.

Por otro lado, el sector nacional de eólica de pequeña potencia ha evolucionado sin un marco regulatorio que permita su desarrollo en España, razón por la cual los fabricantes han destinado sus esfuerzos a los mercados internacionales. A lo largo de los cuatro últimos años el sector ha dedicado grandes esfuerzos para conseguir la aprobación de un decreto que regulase la generación mediante minieólica. El IDAE y el Ministerio de Industria han trabajado conjuntamente con el sector, hasta el punto de que el **Plan de Acción Nacional de Energías**



Renovables y el borrador del Plan de Energías Renovables 2011-2020 recogen, por primera vez, objetivos específicos de energía eólica de pequeña potencia. Apoyados por el Ministerio de Innovación y Ciencia a través del Ciemat. Sin embargo aún no se ha concluido en ningún Real Decreto, lo que impide el correcto desarrollo de este sector, como sí se está procediendo en países como Reino Unido, Estados Unidos, Canadá, Holanda, Francia, Italia o Portugal.

R.D. 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. Permite la continuidad del sector fotovoltaico.

RD 314/2006 de 17 de marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la edificación.

R.D. 1663/2.000 Real Decreto sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

RD 2224/98 que establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos.

R.D. 3410/75 Real Decreto sobre Reglamentación General de Contratación.

R.D. 1627/97 Real Decreto sobre disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

Ley 31/1995 Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

RD 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

RD 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de Baja Tensión Español.



Además están las normas particulares de compañías eléctricas y/o comunidades autónomas:

Normas UNE: La Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) establece normativas técnicas para las instalaciones eléctricas, provenientes en su mayoría de los organismos internacionales de normalización electrotécnica.

En Europa está la organización de normativas CENELEC (Comité European de Normalisation Electrotechnique) de la comisión europea que es considerada la única reconocida para la normativa europea en su campo. La normativa a nivel mundial se consensua por medio de una organización internacional de normativa ISO y de la comisión electrotécnica internacional (IEC). Para el caso de las Smart Grids dentro del IEC, está el comité técnico TC 57. Los resultados obtenidos de los trabajos de IEC se publican como normas IEC, que finalmente pasan a normas UNE.

A nivel europeo también existen directivas que fomentan aspectos relacionados como puede ser la 2004/8/CE sobre fomento de la cogeneración o bien la que fomenta el uso de la energía procedente de fuentes renovables, **2009/28/CE**.

IEC 364 Instalaciones eléctricas de edificios.

DC 89/336/CEE Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética (EMC). Esta Directiva es de aplicación a todos los aparatos eléctricos y electrónicos y a los equipos e instalaciones que tengan componentes eléctricos o electrónicos que puedan crear perturbaciones electromagnéticas o cuyo funcionamiento pueda verse afectado por dichas perturbaciones, determinando los objetivos o requisitos esenciales de protección a los que deben ajustarse los equipos, en su fabricación y antes de su comercialización.

DC 73/23/CEE Directiva Europea de Baja Tensión. Esta Directiva determina los objetivos o exigencias esenciales de seguridad aplicables al material eléctrico destinado a emplearse a una tensión nominal entre 50 y 1000V para corriente alterna y entre 75 y 1500V para corriente continua, y a intercambios intracomunitarios, con la exclusión de algunos materiales y fenómenos.



3.3.3 Principales entidades de normalización, promotoras del cambio, y entidades importantes del sector eléctrico español

CEN: Comisión Europea de normalización

CENELEC: Comité europeo de normalización electrotécnica (www.cenelec.org).

IEC: Comisión internacional electrotécnica (www.iec.ch).

IEEE: Instituto americano de Ingenieros Eléctricos (www.ieee.org).

MITYC: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

ISO: Organización internacional de estandarización www.iso.ch.

AENOR: Instituto español de normalización www.aenor.es.

UNE: Conjunto de normas en España.

EIA -DOE: Departamento de Energía de EEUU.

EPRI: Electric power research institute.

EEGI: la European Electricity Grids Initiative (EEGI)

IDAE: Instituto De Ahorro Energético

IEA: International Energy Agency

IEC: International Electrotechnical Commission

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

IETF: Internet Engineering Task Force

REE: Red Eléctrica Española

OMEL: Operador del Mercado Eléctrico

CECOEL: Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica

CECRE: Centro de Control de Régimen Especial





Capítulo 4

Elementos de una Red Inteligente

En este capítulo se presentan los componentes característicos que conforman una red inteligente, excluyendo las referencias a elementos de nivel dispositivo, control o dispositivos de comunicaciones, pues es un entorno que comprende multitud de aspectos que quedan fuera de los objetivos de este proyecto.

No obstante, al hilo de lo expuesto en los capítulos anteriores, el paso de un sistema centralizado a uno distribuido implica que los dispositivos de la red inteligente deberán disponer de sistemas de autocontrol como los de aporte de energía reactiva a la red en función de la tensión local medida y control de potencia-frecuencia para asegurar el mantenimiento balance de potencia. Además, el funcionamiento del sistema no debería verse alterado ante la pérdida de cualquiera de sus elementos. Como se verá en el capítulo posterior (Capítulo 5), el estudio de dimensionado de la micro red no tiene en cuenta el equilibrio frecuencia potencia, y se centra solo en la igualdad generación carga en términos de potencia activa o energía generada/demandada para plantear los casos, pues los objetivos fijados para el análisis se ven cubiertos de esta manera, permitiendo el estudio en detalle de los numerosos casos que se plantea en él.



Así distinguiremos los siguientes elementos:

1. Generación eólica
2. Generación PV
3. Generación convencional (diesel)
4. Otros tipos de generación
5. Almacenamiento de energía
6. Cargas: lineales y no lineales, vehículos eléctricos, etc.

4.1 Generación Eólica

Como se ha comentado en los capítulos anteriores, REE gestiona una curva de demanda con un marcado carácter apuntado lo que supone un elevado ratio punta (38000MW) valle (24000MW) que obliga a realizar tareas complejas de gestión. Se han producido situaciones que han hecho replantearse el modelo energético actual:

- El gran desarrollo de la energía eólica ha hecho que incluso sobre energía proveniente del viento en algunas ocasiones. Por no comprometer la seguridad del sistema ha sido necesario desconectar parques eólicos en determinadas circunstancias. Con los nuevos proyectos de investigación se pretende dar un uso más eficiente a esta energía y transformar el sistema en un sistema más eficiente y fácilmente gestionable
- En 2010 fueron necesarios 4700 MW para solo 300 h del año correspondientes a las grandes centrales térmicas. Esto no es económico, pues supone un uso muy pobre de éstas centrales. Lo que encarece significativamente la factura eléctrica por tener que hacer frente a los pagos por capacidad

De forma sucinta se cita a continuación las características básicas de estos sistemas. Básicamente los sistemas de generación eólicos transforman la energía del viento en energía eléctrica.



El entorno de la energía eólica es muy amplio y comprende multitud de aspectos de la ingeniería (aerodinámica, electrónica de potencia, electricidad, etc.,) que se salen de los objetivos del proyecto. Sin embargo, se cree importante señalar dos aspectos clave:

- La máxima energía aprovechable que se puede extraer de una turbina eólica está limitada en torno a un valor teórico que ronda el 59,3% (límite de Betz) que representa el rendimiento máximo de los rotores eólicos.
- La evolución de las turbinas eólicas queda fuera del objetivo del PFC. Simplemente señalar que cada vez se tiende más a las grandes turbinas eólicas tripala (algunas alcanzan los órdenes de los MW), de control de paso variable y velocidad variable que optimizan el funcionamiento de las mismas adaptándose en función de la variabilidad del viento y los requerimientos de potencia, permitiendo el seguimiento del punto de máxima potencia de la forma óptima (se consigue aproximadamente un incremento de un 30% en la energía total generada), mediante electrónica de potencia y esquemas de regulación ya muy avanzados y que continúan improvisando mejoras.

Así mismo, señalar que existen tres tecnologías distintas:

- Generador de inducción, en el cual la turbina eólica está directamente conectada al eje de un generador de inducción con rotor tipo jaula de ardilla, conectado a la red de distribución directamente (sin inversor). Barato, consume reactiva, pudiendo ser aportada por la red de distribución o por condensadores conectados a la salida del generador. No pueden generar potencia reactiva. Hay tres tipos: GA de deslizamiento variable (electrónica de potencia), Supersíncronos, y de doble alimentación.
- Generador de inducción asíncrono doblemente alimentado. Estos dispositivos están conectados a la red de distribución mediante un inversor.
- Generador síncrono de imán permanente. Proporciona energía eléctrica con frecuencia variable con la velocidad del viento. Un inversor de corriente es conectado a la salida, haciendo de interfaz entre el generador y la red.

Suelen utilizarse generadores asíncronos de jaula de ardilla, junto con baterías de condensadores para mejorar su factor de potencia.

Las redes inteligentes pretenden ser una solución a las posibilidades de mejora de esta tecnología. Numerosos estudios ya han planteado posibilidades que estas redes pueden ofrecer y que van en favor de mejorar el aprovechamiento de esta tecnología.

Por un lado el operador del sistema se enfrenta a la ya comentada curva de demanda con gran carácter de apuntamiento (ratio punta-valle elevado) y por otro lado, se enfrenta a situaciones como las antes mencionadas.

La energía eólica combinada con los nuevos sistemas de almacenamiento de energía pretenden mejorar esta situación (VE, V2Grid, etc.). Sistemas con capacidad de proveer de regulación primaria para compensar la falta de provisión de regulación primaria que supondría vertido de energía primaria con los consiguientes costes asociados.

4.1.1 Retos de la generación Eólica

La energía Eólica ha de hacer frente a los siguientes retos:

- Débil capacidad eléctrica de interconexión con el sistema europeo (UCTE).
- Variabilidad de la eólica
- Dificultades en las previsiones de producción
- Generación distribuida
- No participación en los servicios complementarios del sistema
- Balance eléctrico en valles con elevada producción eólica
- Problemas tecnológicos: desconexión súbita de aerogeneradores ante huecos de tensión
- Elevada generación fluyente dura periodos continuados
- Agotamiento de las reservas de potencia a bajar
- Necesidad de mantener grupos térmicos convencionales acoplados
 - Mantener los valores mínimos de reserva de regulación
 - Efectuar una regulación continua de tensión
 - Prevenir cargas o tensiones fuera de rango en caso base o ante contingencias
 - Necesidad de generación en la punta de demanda con grupos que no tienen la flexibilidad suficiente para desacoplar y acoplar antes de la punta
- Las situaciones de reducción de eólica por exceso se prevén en aumento a medida que aumente la cantidad de MW eólicos instalados
- Estas reducciones han puesto de manifiesto la necesidad de dotar al sistema de nuevas herramientas que permitan evitar vertidos de energía primaria, como son, entre otros, la mayor disponibilidad de bombeo o el aplanamiento ya comentado de la curva de demanda

El aumento de la capacidad de interconexión flexibiliza el sistema pues permite la exportación del excedente cuando sea necesario y la importación cuando sea requerida.

El factor de utilización de esta tecnologías es de media del 25%, pero puede variar del 1-70% en la eólica y del 0-90% en la solar, por lo que es posible aumentar su uso. Será necesario un modelo operativamente flexible, con estaciones de almacenamiento y un aumento en la capacidad de interconexión.

Las estimaciones para 2016 acerca de vertidos de energía renovable se sitúan en los 1000 y 2000 GWh, lo que supone energía suficiente para alimentar a un total de 350.000-700.000 vehículos eléctricos. En este sentido, se proponen como herramienta para el almacenamiento de la energía eólica, los vehículos eléctricos e incrementar el consumo de bombeo con nuevos grupos y repotenciación.

A este efecto añadir que es necesario siempre el desarrollo de nuevas herramientas de previsión de recurso eólico y la gestión activa de la demanda que más adelante se completará en el apartado de VE's (4.6).

Gracias a las redes inteligentes, se estima posible integrar 6,5 Millones de vehículos eléctricos con la adecuada inteligencia sin la inversión adicional en activos de generación y transporte [1].

Por otro lado, se están desarrollando las aplicaciones eólicas en emplazamientos marinos o parques offshore que aumentan aún más si cabe la trascendencia de esta energía. Este tipo de eólica puede integrarse asimismo en redes inteligentes en zonas costeras, en las que de disponer de parques offshore cercanos a la microrred se evitaría disponer de emplazamiento terrestre, lo que constituiría un nuevo núcleo de generación distribuida adicional

Como muestra la imagen de REE, la adecuada integración de los VE's puede favorecer el uso de la energía eólica, haciendo de la curva de demanda una curva más flexible y gestionable desde el punto de vista operativo.

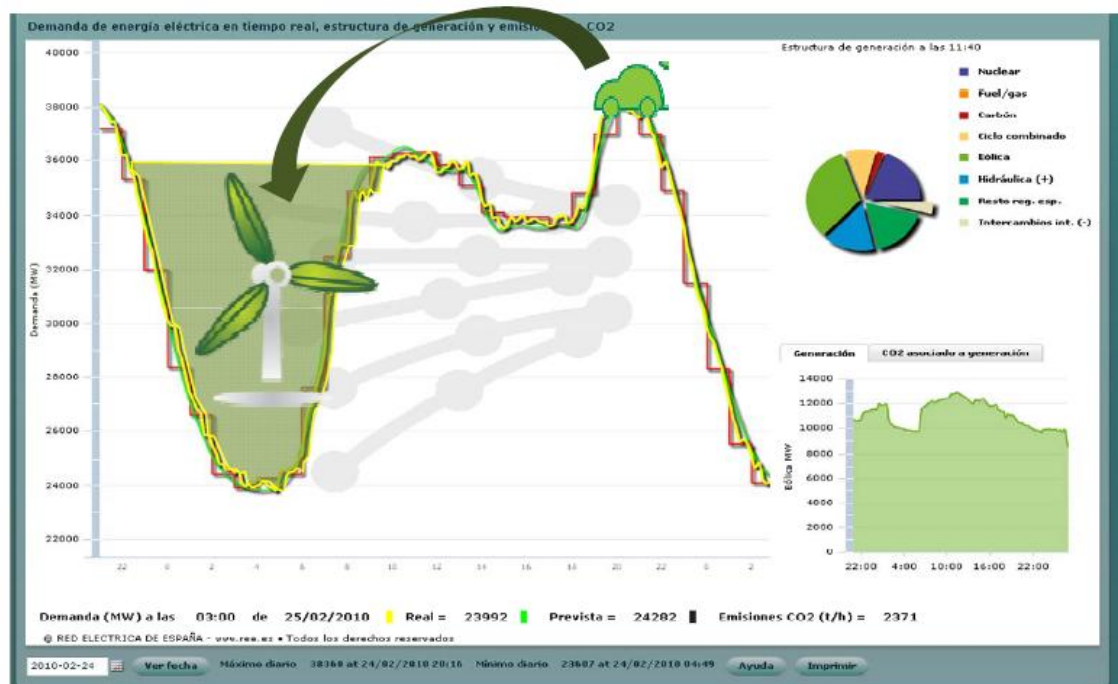


Figura 6. La contribución del Hogar Digital a la Eficiencia Energética [1]

Nota: En el apartado de VE se comenta la dualidad Eólica-VE.

4.1.2 Integración en Micro Redes Inteligentes

La energía minieólica no sólo reduce la dependencia energética de nuestro país sino que permite a nuestro sistema energético evolucionar hacia un modelo de generación distribuida en el que los ciudadanos puedan convertirse en generadores de su propia energía eléctrica. Las características de esta tecnología la hacen especialmente indicada para la integración arquitectónica, por lo que tejados de viviendas, naves industriales, instalaciones agrícolas o centros comerciales pueden ser aprovechados para la generación eléctrica renovable. Los 300 megavatios de minieólica, marcados como objetivo para 2020, permitirán la generación de energía distribuida en entornos urbanos, semi-urbanos, industriales y agrícolas, a la vez que crearán un entramado industrial que dará trabajo a más de 15.000 personas. Sin embargo, como se comentó en el "Capítulo 3", es necesario el desarrollo de una legislación que favorezca su progreso, con rango de ley [11].

4.2 Generación Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es inagotable, limpia y respeta el medioambiente. Al igual que el resto de las energías limpias, contribuye a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero y especialmente de CO₂, ayudando a cumplir los compromisos adquiridos por el Protocolo de Kioto y a proteger nuestro planeta del cambio climático.

Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1 kg de CO₂, comparándolo con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4 kg de CO₂ en el caso de compararla con generación eléctrica con gas natural.

Una vivienda unifamiliar con una potencia instalada en su tejado de 5 kW puede evitar anualmente 1,9 t de CO₂ al año, en comparación con la generación eléctrica con central de ciclo combinado de gas natural. Una planta solar con seguimiento, de 10 MW, puede evitar anualmente 6.500 t de CO₂.

A continuación se describen las principales características de esta tecnología y su entorno, que explican el por qué es una candidata perfecta para integrarse en las redes inteligentes, permitiendo la generación distribuida y el uso de las energías renovables.

4.2.1 Descripción breve

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la luz sobre materiales semiconductores extrínsecos generándose un flujo de electrones en el interior de esos materiales y una diferencia de potencial que puede ser aprovechada, análoga a la que se produce entre las bornas de una pila. El material semiconductor más común que se emplea en las células fotovoltaicas es el silicio, un elemento que se encuentra habitualmente en la arena y cuya disponibilidad es ilimitada pues es una materia prima inagotable (el silicio es el segundo material más abundante en la masa terrestre).

Por lo tanto, un sistema fotovoltaico no necesita luz solar brillante para funcionar. También puede generar electricidad en días nublados. Debido a la reflexión de la luz solar, los días ligeramente nublados pueden incluso hacer que se genere más energía que en los días con el cielo totalmente despejado ya que, influyen otros factores como la temperatura ambiente (a mayor temperatura disminuye la eficiencia del módulo).

La generación de energía mediante un sistema solar FV es completamente diferente del funcionamiento de un sistema solar térmico, en el que se usan los rayos solares para generar calor, normalmente para calentar el agua de una vivienda, una piscina, etc.

Los componentes más importantes de un sistema FV son las células, que constituyen los bloques de construcción básicos de la unidad y se encargan de recoger la luz del sol; los módulos, que unen grandes números de células en una unidad; y los inversores, que se usan para convertir la electricidad generada en una forma adecuada para el uso diario (conversión continua-alterna).

4.2.2 Ventajas de la ESFV en Micro redes

La implantación de las redes inteligentes propicia la penetración de esta tecnología y por ello se beneficia de sus ventajas.

MEDIO AMBIENTALES

- *No contamina: No produce emisiones de CO₂ ni de otros gases contaminantes a la atmósfera.*
- *No consume combustibles.*
- *No genera residuos (Pequeño o nulo impacto ecológico).*
- *No produce ruidos*
- *Elevada calidad energética.*
- *Inagotable a escala humana.*

SOCIO-ECONÓMICAS

- *Su instalación es simple*
- *Requiere poco mantenimiento*
- *Tienen una vida larga (los paneles solares duran aproximadamente 30 años)*
- *Resiste condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad.*
- *No existe una dependencia de los países productores de combustibles.*
- *Instalación en zonas rurales → desarrollo tecnologías propias.*



- *Se utiliza en lugar de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general*
- *Venta de excedentes de electricidad a una compañía eléctrica.*
- *Tolera aumentar la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.*

INCONVENIENTES

- Su elevado coste. Una instalación que cubriera las necesidades de una familia podría costar más de 30.000 €, lo que la hace cara para uso doméstico, precisando subvenciones para su rentabilidad económica.

4.2.3 Aplicaciones de la ESFV en Micro Redes

En función del tipo de aplicación, se integrará en las Smart Grids de una u otra forma. A continuación se describen brevemente los principales tipos de instalaciones FV.

4.2.3.1 Fotovoltaica en áreas rurales o aisladas de red

Los sistemas FV independientes, al no estar conectados a la red, requieren baterías (generalmente de tipo plomo ácido), para almacenar la energía para uso posterior. En la actualidad existen nuevas baterías de alta calidad diseñadas especialmente para las aplicaciones solares, con tiempos de vida útil de más de 15 años. No obstante, el tiempo de vida depende de la forma de utilización y del comportamiento del usuario. La batería está conectada al sistema FV mediante un controlador de carga. El controlador de carga protege la batería contra las sobrecargas o descargas, y también puede proporcionar información sobre el estado del sistema o permitir la medición y el prepago de la electricidad utilizada. Si se necesita producir CA, será preciso instalar un inversor que convierta la alimentación de CC del sistema.

Las aplicaciones típicas de los sistemas no conectados a la red son los repetidores de telefonía móvil, los sistemas de electrificación de zonas apartadas (refugios de montaña) o la electrificación rural en países en vías de desarrollo.

En la electrificación rural se incluyen tanto pequeños sistemas solares domésticos capaces de cubrir las necesidades básicas de electricidad de una vivienda, como pequeñas redes (minirredes) de mayor extensión que proporcionan energía a varias viviendas. Estas minirredes, como ya se ha comentado anteriormente, gestionadas de manera inteligente podían funcionar de manera aislada o formando parte de la red inteligente global de distribución según sea necesario.

Además, este tipo favorece el progreso económico en zonas rurales que no disponen de red que les alimente. Permite desarrollar la producción, la industria y los servicios en áreas sin electricidad

4.2.3.2 Minirredes o Microredes

El concepto de minirred es el concepto que se está desarrollando en el presente proyecto en su versión "inteligente", y por ello es necesario comprender que en su nueva versión es un concepto que engloba a todos los que se describen en el proyecto y en concreto en este capítulo. Por ello, la minirred en su conjunto estará provista de sistemas eólicos, FV, Centros de acumulación de energía con baterías, estaciones de carga de VE's, etc.,. El despliegue de la generación distribuida de pequeño tamaño podría facilitar el desarrollo de microrredes.

En una minirred de generación FV se trata de conectar en un poblado o en una zona varias instalaciones de generación, o una instalación mayor que una aislada, mejorando así el abastecimiento del conjunto. Una de las ventajas conseguidas es que se necesita menor capacidad de acumulación que en el caso de las instalaciones individuales. Otra es que las minirredes suelen trabajar con corriente alterna permitiendo así el uso de componentes eléctricos más comunes y evitándonos el disponer de inversores. Además gestionando la minirred con las nuevas tecnologías se trataría de una microrred inteligente con todas las características y ventajas mencionadas en los capítulos anteriores. Es necesario señalar que estas minirredes son sistemas híbridos que se han de apoyar en generadores de respaldo para evitar el desabastecimiento y optimizar el suministro eléctrico. Incluyen generadores de respaldo eólicos, minihidráulicos o de gasóleo y se pueden ampliar fácilmente si se requiere.

A este efecto, el Capítulo 5 muestra las distintas situaciones a las que se enfrenta una microrred, y el comportamiento dinámico flexible y de gestión que se requieren para hacer frente a posibles situaciones críticas o contingencias.

4.2.3.3 Fotovoltaica conectada a la Red

Es el tipo más común de sistema solar FV para viviendas y empresas en el mundo. Más de un 90% de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética. Esto evita que las instalaciones necesiten baterías y constituye una aplicación más directa y eficiente de la tecnología.

Para la conexión a red se utiliza un inversor que convierte la corriente continua de los paneles en corriente alterna (además de otras funciones: monitoriza el sistema y lo desconecta de la red si hay algún funcionamiento anormal).

Existen dos formas de conectarse a la red:

Facturación neta (*Net-metering en inglés*). La electricidad solar se usa primero para consumo propio y los excedentes, si los hay, se inyectan en la red. El sistema fotovoltaico se conecta cerca del contador, pero en el lado del consumidor, reduciendo la necesidad de comprar electricidad; por lo tanto, disminuye la factura de la compañía eléctrica, que suministra sólo la energía que no aportan los paneles. Cuando se produce un excedente, esa producción eléctrica se vierte en la red y puede recibir la tarifa fotovoltaica correspondiente, si lo contempla la regulación.

Tarifa fotovoltaica (denominada *feed in tariff en inglés*). Tarifa para recompensar el kWh de origen fotovoltaico, el sistema solar se suele conectar directamente a la red eléctrica, de modo que se inyecta el 100% de la energía producida (ésta es la forma en la que se centra el presente proyecto).



En la práctica, las dos formas logran que la electricidad generada sea consumida en el lugar que se produce, ya sea en el propio edificio que aloja los paneles o por los consumidores cercanos a la instalación; sin embargo, financiera y administrativamente son dos casos muy distintos. En el caso de la tarifa fotovoltaica, mucho más eficaz para promover la fuente renovable, se tiene que emitir una factura y se tiene que llevar una contabilidad (en España, además, hay que hacer todos los trámites de una actividad económica, con independencia del tamaño de la instalación); en el caso de la facturación neta, en cambio, se obtiene un ahorro del consumo que no conlleva ninguna actividad burocrática.

4.2.3.4 Fotovoltaica en edificación. Generación distribuida

Con el nuevo **RD 1578/2008** que busca incentivar la I+D, reduciendo la emisión de gases contaminantes, la dependencia energética y los costes imputables al sistema eléctrico, se promueve la generación distribuida porque no aumentan la ocupación de territorio y por su contribución a la difusión social de las energías renovables y garantiza la prima en el pago de la energía producida durante 25 años.

Tipología		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1 (< 20 kW)	34,00
	Subtipo I.2 (> 20 kW)	32,00 (el que nos ocupa)
Tipo II (instalaciones no incluidas en el tipo I)		32,00

Tabla 9. Precios sujetos a revisión en función del cumplimiento de los cupos establecidos en el registro de preasignación de retribución [14]

Además, amparados por el **Código técnico de la edificación HE-5** para instalaciones fotovoltaicas en edificación, el concepto de la generación distribuida se ve favorecido pues su objetivo es el de regular la obligatoriedad de realizar instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en ciertos edificios.

Con estos nuevos cambios, la generación distribuida ve una vía de penetración de las energías renovables en las ciudades.

4.2.3.4.1 Formas de colocar el generador fotovoltaico

En función de la colocación del generador fotovoltaico respecto al edificio, podemos distinguir dos alternativas:

- Solución aditiva y Solución integrada

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centros comerciales, naves industriales...) se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera un crecimiento del número de instalaciones integradas directamente en la estructura, incorporándose a tejas y otros materiales de construcción. Los sistemas fotovoltaicos sobre tejados y cubiertas son de pequeño a mediano tamaño, esto es, de 5 kW a 200 kW, aunque a veces se supera este valor y se alcanzan dos o tres MW.

Existen innumerables materiales, estructuras, perfiles y soportes que favorecen esta integración (hidrófugos, vidrios fotovoltaicos de última generación, módulos enmarcados, con juntas a presión, como acristalamiento, etc.) permitiendo reemplazar directamente a los componentes convencionales de las fachadas aportando un diseño moderno e innovador al edificio y, al mismo tiempo, produciendo electricidad, e incluso, contribuyendo a la imagen y al prestigio corporativo de las empresas



Figura 7. Integración de módulos fotovoltaicos convencionales en fachada, claraboya y toldos fotovoltaicos Shücco- Kuppenheim (Alemania)

4.2.3.5 Fotovoltaica en suelo

Hay tejados más que suficientes para poder cubrir toda la demanda eléctrica únicamente con paneles fotovoltaicos, no obstante, la forma más sencilla de instalarlos es sobre el suelo. Las plantas fotovoltaicas sobre suelo utilizan mayoritariamente tierras de poco valor, de escaso o nulo rendimiento agrícola, e incluso degradadas, que no pueden ser utilizadas para otros usos.

A medida que el tamaño de la planta crece, se aplican mayores economías de escala que implican una reducción de costes y mayor rentabilidad, aunque se deben buscar emplazamientos alejados de los centros de consumo sufriendo pérdidas en las redes de distribución. Por este motivo, para la integración en pequeñas redes inteligentes se deberán buscar agrupaciones más pequeñas y eficientes con objeto de mejorar la integración en las ciudades, que valiéndose de la gestión inteligente entre los diferentes parques de generación cubran las necesidades de abastecimiento.

4.3 Generación diesel

Las Micro redes inteligentes deben incorporar sistemas de generación convencional que de respaldo en ausencia de generación renovable. Se intenta reducir la aportación de estos sistemas al mínimo posible que no comprometa la estabilidad de la micro red. Lo ideal es que la micro red disponga en su mayoría de aporte renovable y que el aporte convencional regule el déficit entre generación y carga (Ver capítulo 5).

Entre la generación convencional integrable en una micro red se podrían incluir prácticamente cualquier tipo de ésta, dependiendo de los emplazamientos elegidos.

A continuación se citan algunos tipos de generación convencionales fácilmente integrables en las micro redes.

Motores de combustión alterna: Estas máquinas, queman combustibles fósiles con el objeto de obtener energía mecánica a partir de energía química. Pistones hacen girar el eje de un generador para convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Los motores pueden ser del tipo de ignición por chispa, consumiendo gas natural, propano o gasolina, o bien de ciclo diesel, quemando en este caso combustible diesel o aceite pesado. El generador eléctrico que accionan es generalmente de tipo síncrono, estando directamente acoplado a la red de distribución en el caso de sistemas de gran potencia o a la micro red en el caso que nos ocupa [17].

Turbinas de gas: Al igual que los motores de combustión interna, las turbinas de gas mezclan combustibles fósiles junto con aire, con el objetivo de crear energía térmica. Los gases procedentes de la combustión a alta temperatura y alta presión, se expanden en la turbina permitiendo la conversión de la energía calorífica en energía mecánica por medio del giro del eje de la turbina. El acoplamiento entre el eje de la turbina y el del generador se realiza por medio de engranajes reductores. Se acopla a la micro red directamente [17].

Microturbinas: Su principio de funcionamiento es similar al de las turbinas de gas. Estos dispositivos pueden funcionar con una amplia variedad de combustibles tales como gas natural, gasolina, diesel, keroseno, nafta, alcohol, propano, metano, etc. Las microturbinas comerciales emplean habitualmente gas natural como primer combustible. Disponen de un generador de imán permanente girando a alta velocidad (80.000 rpm típicamente), generando corriente alterna a muy alta frecuencia. Estos generadores no pueden ser conectados directamente a la red de distribución por lo que su salida debe conectarse un inversor que rectifique primero esta tensión de alta frecuencia, generando después una señal alterna compatible con la red de distribución eléctrica o micro red en nuestro caso [17].

Es importante señalar que los núcleos de generación convencional deberán poseer flexibilidad en lo que a conexión y desconexión se refiere. Esto es, deberán tener curvas de arranque y parada que permitan la rápida adaptación a los requisitos impuestos por las condiciones en la micro red. Estas situaciones quedan reflejadas en el siguiente capítulo.

4.4 Otros tipos de generación

Así mismo se podrán integrar otros tipos de generación auxiliar que de aporte a las anteriores. Por ejemplo citar la siguiente:

Pilas de combustible: Estos elementos generan electricidad y agua a partir de la reacción química entre hidrógeno y oxígeno. Hay varios tipos disponibles (ácido fosfórico, óxido sólido, y membrana de intercambio). Las pilas de combustible generan energía eléctrica en corriente continua que debe ser transformada en alterna mediante un inversor. Sus ventajas son las siguientes [18]:

- Sistemas no contaminantes: si el combustible es hidrogeno puro: solo generan electricidad, agua y calor
- Silenciosas al estar construidas sin partes móviles: menores costes de mantenimiento y largos tiempos de vida
- Alta eficacia (40-60%), no siguen el ciclo de Carnot
- Capacidad de cogeneración (eficacia >80%), si se aprovechan vapor de agua y calor
- Modularidad: módulos o 'stacks' de amplia gama de tamaños
- Flexibilidad del combustible: obtención de hidrogeno a partir de gas natural, alcoholes, hidrocarburos y energías renovables
- Funcionamiento continuo: no necesitan procesos de recarga

Aunque se encuentran innumerables tipos de celdas de combustible se citan dos tipos que en la actualidad están adquiriendo gran protagonismo, por su simplicidad, rapidez de puesta en marcha, elevada densidad de potencia y diversidad de uso en distintas aplicaciones:

- Las PEMFC (pilas poliméricas o con membrana de intercambio protónico) y las DMFC (Pilas de combustible de metanol directo)
- Otras son: PAFC, MCFC, SOFC

Por último señalar los retos para el futuro:

- Producción y distribución de H_2 , almacenamiento e industria H_2 -FC competitiva

4.5 Almacenamiento de energía

Es preciso y de vital importancia que la Micro red disponga de métodos de almacenamiento de energía, pues resulta la única forma de aprovechar al máximo el recurso renovable. Lo ideal es disponer de un parque de baterías capaz de acumular todo, o casi todo, el excedente renovable medio de la zona en la que se encuentra la Micro red. De esta forma, ese excedente en determinadas horas del día puede verse como apoyo al déficit de generación que pudiese darse en otros instantes. Se trata, por tanto, de aprovechar al máximo el recurso renovable.

Las tecnologías de almacenamiento de energía, se clasifican en función de la energía total almacenada, el tiempo y el transitorio requerido para su operación. Estos dispositivos permiten mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico de varias formas. Permiten en primer lugar trabajar a los generadores en régimen constante a pesar de las posibles fluctuaciones en la carga. En segundo término, pueden hacer frente a variaciones en las fuentes de energía primaria cuando estas no son gestionables (sol, viento,...). Por último, permite considerar al conjunto de generadores-almacenamiento como una única unidad con capacidad de generación predecible. Además, integrando estos dispositivos en los vehículos se abre la posibilidad ya mencionada de los vehículos eléctricos con las ventajas ya comentadas en capítulos anteriores.

Dos son los principales dispositivos de almacenamiento de energía principales:

- *Sistemas de baterías*: Almacenan energía eléctrica en forma de energía química. Son fuentes de corriente continua por lo que es necesario el empleo de un inversor para la generación de corriente alterna
- *Sistemas flywheel* (volante de inercia): Una de sus principales características es la rápida respuesta en comparación con los sistemas de almacenamiento químicos. Un motor eléctrico hace girar el volante, proporcionando energía al sistema, al cual está acoplado un generador para convertir la energía cinética en eléctrica. Este generador está conectado a un inversor que hace de interface con la red de distribución
- Así mismo se empieza a hablar de los Vehículos eléctricos como otro medio de acumulación, que gestionados de manera inteligente podrían actuar en beneficio de la micro red, favoreciendo al recurso renovable, como ya se ha comentado antes y se matizará en el *punto 4.6.3* del presente capítulo

El estudio de las baterías y sus características supone un mundo en sí mismo. Sigue en constante evolución y se encuentran infinitas líneas de investigación.

Con el fin de no alejarnos del objetivo del proyecto, a continuación se citan solo los principales tipos de baterías que se están usando para aplicaciones Smart grids y sus principales aplicaciones.

La evolución de las baterías ha desembocado en un uso cada vez mayor de las baterías de tipo Ion-Litio, que dependiendo del tipo de electrolito, ánodo, o cátodo se encuentran multitud de tipos diferentes, con características cada una de ellas variables.

Las aplicaciones actualmente en estudio de baterías en redes inteligentes son [19]:

- Nivelación o load levelling: permitiendo una mayor penetración de las energías renovables
- Seguimiento de carga: pues disponen de una rampa de cargabilidad mejor que la de las centrales, lo que reduce el consumo de combustible mejorando el factor de potencia
- Regulación de tensión: mantener el flujo de potencia, satisfacer el nivel de tensión de la demanda, control de la potencia reactiva
 - Reserva ante incidentes menores que afecten a líneas o generadores
 - Reanudación del servicio en caso de cero nacional
- Aplanado de la curva de carga de subestaciones en transporte y distribución
- Mejorar los fenómenos de parpadeo o flicker en el lado del consumidor, así como impulsos de tensión
- Abastecimiento de demanda máxima de electricidad (baterías NaS)
- Compensación de la potencia de salida variable en plantas PV (baterías NaS)
- Gestión de la energía (baterías NaS)
- Otras

Otra de las grandes aplicaciones de los sistemas de almacenamiento, integrable en las redes inteligentes, es la de usarlos en los vehículos eléctricos [20], ya que proporcionan una elevada eficiencia muy superior a la de los motores térmicos: [70-95]% frente a [~30]%.

En este tipo de aplicación destacan:

- BEV (Battery Electric Vehicle), baterías de Ion-Litio
 - Recarga:
 - Frenado regenerativo
 - De la red
 - Características:
 - Cero emisiones locales
 - Alta eficiencia
 - Coste inicial elevado
 - Disponible comercialmente
- HEV (Hybrid Electric Vehicle): motor térmico y baterías mas motor eléctrico
 - Recarga:



- Desde el motor térmico
- Frenado regenerativo
- De la red
- Características:
 - Mejor autonomía
 - Comercialmente disponible
 - Emisiones locales
 - Dependencia del petróleo

Y por último existe la combinación:

- FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle): pila de combustible PEM+baterías+ Motor eléctrico
 - Recarga:
 - Frenada regenerativa
 - De la red
 - Características:
 - Cero emisiones
 - Elevada eficiencia
 - Buena autonomía
 - Problemas de almacenamiento del H_2
 - Inexistente infraestructura de H_2



4.6 Cargas

En este apartado se describen los principales tipos de cargas que formarán parte en una red inteligente. Entre ellas encontramos cargas lineales, cargas no lineales, cargas controlables, cargas no controlables, vehículos eléctricos, domótica, etc.,.

4.6.1 Cargas lineales y no lineales

La primera distinción a hacer es la existente entre cargas lineales y no lineales.

Las cargas lineales: se comportan como una resistencia

Las cargas no lineales: las cargas no lineales son todas aquellas que generan corrientes no sinusoidales, es decir, corrientes que además de la componente fundamental tienen otras que son múltiplos enteros de la fundamental y que se conocen como armónicos. Este tipo de cargas ha existido en los sistemas eléctricos desde el principio, principalmente eran de tipo magnético, como las corrientes de excitación de los transformadores y los balastos magnéticos de luminarias tipo fluorescente. La aparición de la electrónica ha mejorado mucho las propiedades de los productos pero ha traído consigo, entre otros problemas, la generación de armónicos. Equipos como hornos de arco, cargadores de baterías, y SAI's, son también productores de armónicos. Pero los mayores causantes de problemas son grupos de pequeñas cargas electrónicas monofásicas, como ordenadores, impresoras, fotocopadoras, faxes, etc., conectadas entre fase y neutro generalmente en un sistema triángulo-estrella 380/220.

Esta producción armónica requiere de técnicas que la eliminen, como filtros, conexiones especiales en transformadores, etc.,.

4.6.2 Cargas controlables y no controlables

La segunda clasificación la encontramos entre cargas controlables y no controlables:

Cargas No controlables: se refieren a todas aquellas cargas cuya demanda no seremos capaces de variar a voluntad por medios electrónicos o de control automático. Es decir solo podremos decidir sobre su conexión o no conexión pero no podrán adaptar su perfil de consumo ante ninguna circunstancia externa que lo requiera.

Cargas controlables: se refieren a las que sí seremos capaces de variar su perfil de consumo, tratando, por ejemplo, de paliar una situación crítica en la red. Un ejemplo de este tipo de cargas puede ser "*el Servicio de Interrumpibilidad, S.I.*" que ante un exceso de demanda en la micro red trata de paliar la situación crítica en la misma mediante la desconexión controlada de la carga que dispone de éste.

Cabe señalar que las cargas controlables son ideales para formar parte de las redes inteligentes. Al hilo de lo expuesto en el presente proyecto, si cualquier electrodoméstico o aparato electrónico de una vivienda recibiese información del exterior, que proviniese tanto del propio usuario como de los operadores de red, se podrían adaptar fácilmente sus parámetros de funcionamiento para lograr una acción determinada. Esto es lo ideal para lograr la máxima eficiencia dentro de los hogares u oficinas, y mejorando con ello el comportamiento general en la micro red.

En el capítulo 5, se estudian las acciones de una carga controlable en la micro red y se comprueba cómo ésta contribuye notablemente a un comportamiento más estable y eficiente.

4.6.3 Vehículo eléctrico

Supone uno de los desafíos más importantes en la mejora del sistema eléctrico. La electrificación del transporte supone un desafío pero también abre un abanico de posibilidades que ya se han mencionado con anterioridad y que haremos hincapié en ellas en este apartado.

De acuerdo a los planes del Gobierno, en 2014 se esperan 250.000 vehículos eléctricos circulando por las carreteras españolas (70.000 en 2012). Para una correcta integración de éstos, es necesario comprender las distintas situaciones que se pueden dar en el sistema eléctrico según se comporten los consumidores (carga, uso de los VE, etc.,).

- **Uso ineficiente:**

Considerando una carga lenta (la que menor potencia exige), la carga demandaría una potencia de unos 4 kW (la potencia contratada media en los hogares españoles) durante aproximadamente 5 horas. Si todos los propietarios de vehículos eléctricos en 2014 dejaran cargándolos al llegar de trabajar (entre las 6 y las 10 de la noche), la demanda de electricidad aumentaría en 1 GW (1.000.000 kW) entre las 10 y las 11. Esta potencia es equivalente a la que produce una central nuclear, y el periodo en el que se demandaría estaría muy cerca del momento de mayor demanda de electricidad en invierno (entre las 8 y las 9 de la noche), con lo que sería necesario poner en funcionamiento todas las centrales instaladas (incluidas las más ineficientes y contaminantes) e, incluso, sería necesario construir nuevas plantas. Además, sería necesario reforzar las redes de transporte y distribución a fin de llevar la energía necesaria al usuario final. Esto originaría una situación aún más comprometida para el sistema eléctrico español. Por otra parte, si se emplearan sistemas de carga rápida, el tiempo de uso se reduciría, pero aumentaría la potencia necesaria.

- **Uso correcto:**

Como alternativa, están los desarrollos de sistemas inteligentes y acuerdos que permitieran escalonar la carga de los vehículos en distintos momentos del día, a fin de absorber la energía cuando el sistema pueda entregarla, es decir, en momentos de baja demanda (como las 3 de la mañana), o cuando haya excedentes de producción de energías renovables, e incluso poder entregar parte de la energía almacenada en los mismos cuando el sistema lo necesite.

Los sistemas de carga inteligente, ya sean para cargas lentas o rápidas, pueden depender de contratos con el operador del sistema, o de señales de precio enviadas por un gestor de cargas. Con esto se pretende favorecer la compra en los periodos en los que haya energía sobrante y penalizar la compra, favoreciendo la venta cuando el sistema esté en riesgo.

Por tanto, se están realizando diversos estudios del análisis del efecto de la demanda de energía necesaria para cubrir las necesidades de carga asociadas a los coches eléctricos. Muestran una dependencia clara de los posibles hábitos de carga de los usuarios, que van desde una carga sin control (tan pronto como se llega a casa por las tardes), una carga continua (la carga se puede realizar a lo largo de todo el día), o bien retrasando la carga a horas nocturnas o en valles de consumo y, lógicamente, del número de vehículos a cargar (la penetración real estimada del vehículo eléctrico) así como la tarificación asociada a la carga. Se intuye de los mismos que puede ser necesario, en escenarios de alta penetración, la necesidad de aumentar la capacidad de generación, así como que se pueden reducir los picos de demanda utilizando sistemas inteligentes de carga de flotas.

Estimaciones optimistas de REE creen que es posible la integración de 6,5 millones de VE's sin necesidad de ninguna inversión adicional en activos de generación y transporte con la adecuada inteligencia. Para que la integración sea eficiente es necesaria una gestión inteligente de la recarga de los vehículos eléctricos.

En la imagen siguiente se muestran las tres situaciones posibles de integración del VE:

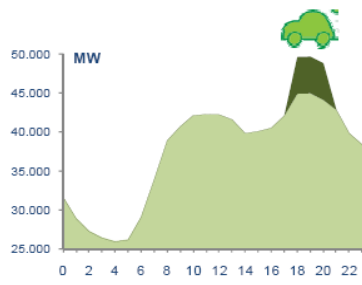
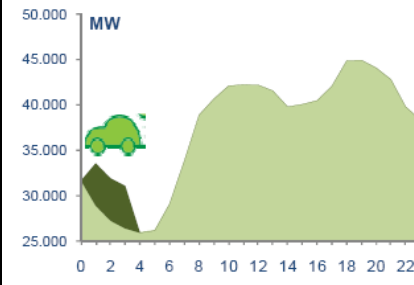
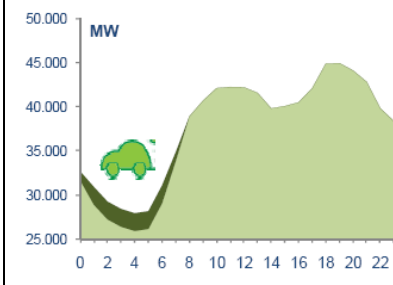
INTEGRACION DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO		
Recarga en horas punta	Recarga en valle sin gestión inteligente	Recarga en valle con gestión inteligente
		
<ul style="list-style-type: none"> - Sobredimensionamiento del sistema de transporte y generación - Ineficiencia - No favorece la integración de renovables 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor eficiencia del Sistema - Mayor integración de Renovables - Saltos bruscos en la demanda que dificultan la operación 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor eficiencia del Sistema - Mayor Integración de Renovables, favoreciendo el aprovechamiento del recurso eólico - Mayor operabilidad del sistema

Tabla 10. Escenarios de integración de VE [1]

España dispone de un **plan integral para el impulso del vehículo eléctrico** que fue publicado el 6 de abril de 2010, durante la presidencia española de la unión europea.

El plan está compuesto por una estrategia y dos planes de acción que la desarrollan. La estrategia establece el objetivo de conseguir en 2014 la presencia de 252.000 vehículos eléctricos en España. Para ello se contemplan cuatro ámbitos de actuación (fomento de la demanda, industrialización e I+D+i, fomento de la estructura de recarga y gestión de la demanda energética y programas horizontales) y se articulan un total de nueve programas.

Por otra parte, otra oportunidad que ofrecen los VE's es la de ofrecer servicios de control de tensión o frecuencia a las distribuidoras, independientemente del estado general del sistema. En efecto, el uso adecuado de los vehículos eléctricos, no solo no necesitaría de nuevas inversiones en la red de distribución, sino que reduciría la necesidad de inversiones para cubrir aumentos de la demanda eléctrica ordinaria.

Para la provisión de estos servicios también sería necesario el desarrollo de sistemas de carga y descarga inteligente de los vehículos. No obstante, al igual que en el caso de las microrredes, las mejoras tecnológicas deberían ir acompañadas de los correspondientes desarrollos normativos que permitan el aprovechamiento completo de las oportunidades presentes.

4.6.4 Sistemas Domóticos

Como se ha comentado en el caso de cargas controlables, los sistemas domóticos proporcionarán a corto plazo una herramienta de gran importancia para las Redes inteligentes, ya que es necesario un instrumento de actuación local en las viviendas, capaz de actuar sobre las cargas energéticas de la misma, controlando así el consumo total de la vivienda en todo momento.

Por ejemplo, el proyecto GAD [Anexo II] contempla en algunas fases de su desarrollo la comunicación y el control de electrodomésticos con el fin de poder controlar el consumo energético de una vivienda en todo momento. Para ello, la tecnología utilizada para realizar el control ha sido EIB-KNX y BPL. Los dispositivos desarrollados son electrodomésticos inteligentes, enchufes inteligentes y dispositivos de control de líneas.

El potencial de mejora se puede encontrar en:

- Desplazamiento del consumo de cargas diferibles (lavadoras, lavavajillas, agua caliente sanitaria ...):
- Ajustes de parámetros de climatización (consignas de temperatura)
- Reducción de los consumos por “*stand by*”
- Sustitución de equipos (iluminación de bajo consumo, calderas de condensación, electrodomésticos de alta eficiencia,...)
- Utilización de contadores inteligentes

El proyecto estima que es posible una reducción de la punta en el sistema de 1000MW con las acciones siguientes:

- Desplazamiento del 50% del consumo de lavadoras y lavavajillas al valle (uso de temporizadores).
- Reducción de un 15% del consumo en iluminación (lámparas de bajo consumo).
- Reducción del consumo en calefacción:
 - 10% por mejoras en cerramientos y equipos más eficientes.
 - 15% adicional durante dos horas diarias mediante reducción de temperaturas de consigna en termostatos

Por otro lado, la expansión de las redes de sensores en todo tipo de aplicaciones de monitorización y control, en viviendas y edificios terciarios, facilitarán la recogida de parámetros representativos del confort de las personas, permitiendo una mayor eficacia a la hora de gestionar el consumo energético. Por ejemplo, los dispositivos ZigBee [16] se presentan como una solución sólida y con una relación calidad/precio que le está permitiendo una rápida implantación en un gran número de sistemas.





Capítulo 5

Simulación del comportamiento de la Micro Red

En el presente capítulo se muestra el estudio de gestión de la energía dentro de una Micro Red, en adelante "MR". Para realizar este estudio ha sido necesario desarrollar un modelo complejo de simulación con el programa Matlab/Simulink.

El Apartado 5.1 describe el modelo de Bloques, el apartado 5.2 plantea contingencias aisladas en el periodo de 24 horas, y el apartado 5.3 expone situaciones de alto carácter crítico, en el periodo de una jornada de 24 h, que se producen en una MR.

A continuación se procede a describir brevemente las partes del modelo. Ya que es un modelo de bloques extenso, donde cada bloque se programa individualmente para provocar una acción determinada en el conjunto, con programaciones dinámicas y relaciones múltiples entre subsistemas, para dar cobertura automática a las distintas contingencias o situaciones que pudieran surgir, el enfoque del presente capítulo es el de hacer referencia al comportamiento del modelo y no a como se ha diseñado su programación, con el fin de no alejarse de los objetivos del proyecto. La consistencia de la programación se comprueba con el comportamiento certero de la dinámica de la MR en los distintos casos estudiados.

5.1 Modelo de Simulación empleado

En este primer apartado se explica sucintamente cómo actúa cada parte del modelo de Matlab/Simulink implementado, dejando las características de la programación a parte, para no perder el hilo de los objetivos que se persiguen en este capítulo. Además, en el "Apéndice A" se señalan los archivos de código utilizados.

En el modelo de simulación de gestión de energía dentro de una microrred desarrollado, se obvia el estudio de potencias reactivas, control de tensiones y control frecuencia potencia, para centrarse en el balance de generación-carga, exclusivamente en término de potencia activa o energía generada/demandada. El modelo consta de:

- Dos generadores controlables, uno principal, que trataremos de mantener siempre que podamos al valor máximo posible, por maximizar la eficiencia del mismo, y otro de respaldo, que actuará solo en el caso de que el generador 1 se encuentre saturado
- Una estación de baterías, para consumir el excedente renovable si éste se diera o para dar apoyo en caso de saturación de los dos generadores controlables
- Dos generadores no controlables que siempre dan todo lo máximo que puedan dar por su carácter renovable. Entre ellos se ha simulado el comportamiento de un mini parque eólico y un mini parque de generación fotovoltaica
- Un grupo consumidor, que simula un área residencial e industrial
- Una carga con posibilidad de contratar servicio de interrumpibilidad (SI)
- Un hospital del que representamos su carga crítica que jamás podrá desabastecerse

A continuación se muestran imágenes del modelo de Simulink implementado, con objeto de explicar la función de cada uno de ellos en el control de la micro red (MR). Tras esta breve exposición se procede al análisis de los diferentes casos estudiados.

La estructura Principal del modelo implementado es la siguiente:

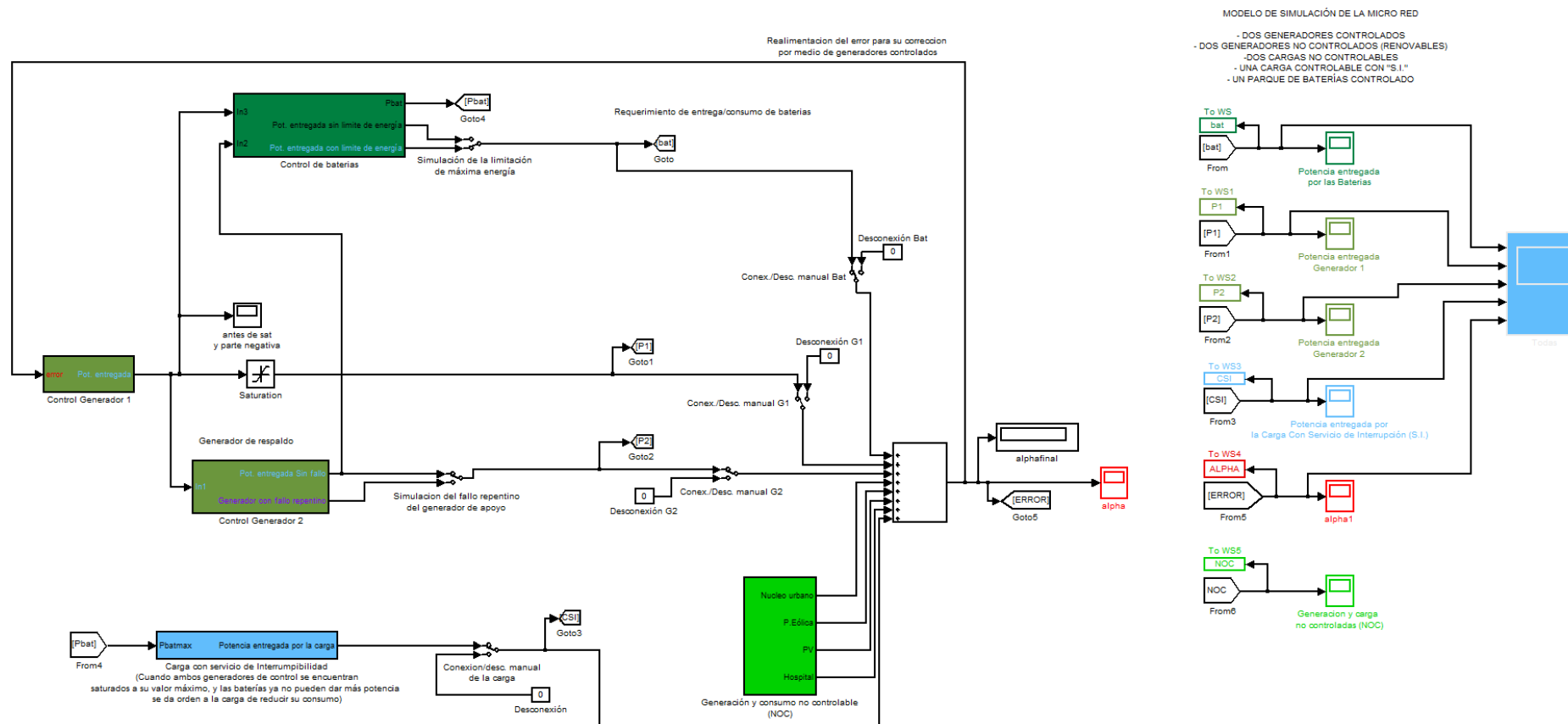


Figura1. Visión global de la Micro red

- **Bloque de Generación/Consumo no controlable (NOC), (bloque de color Verde):**

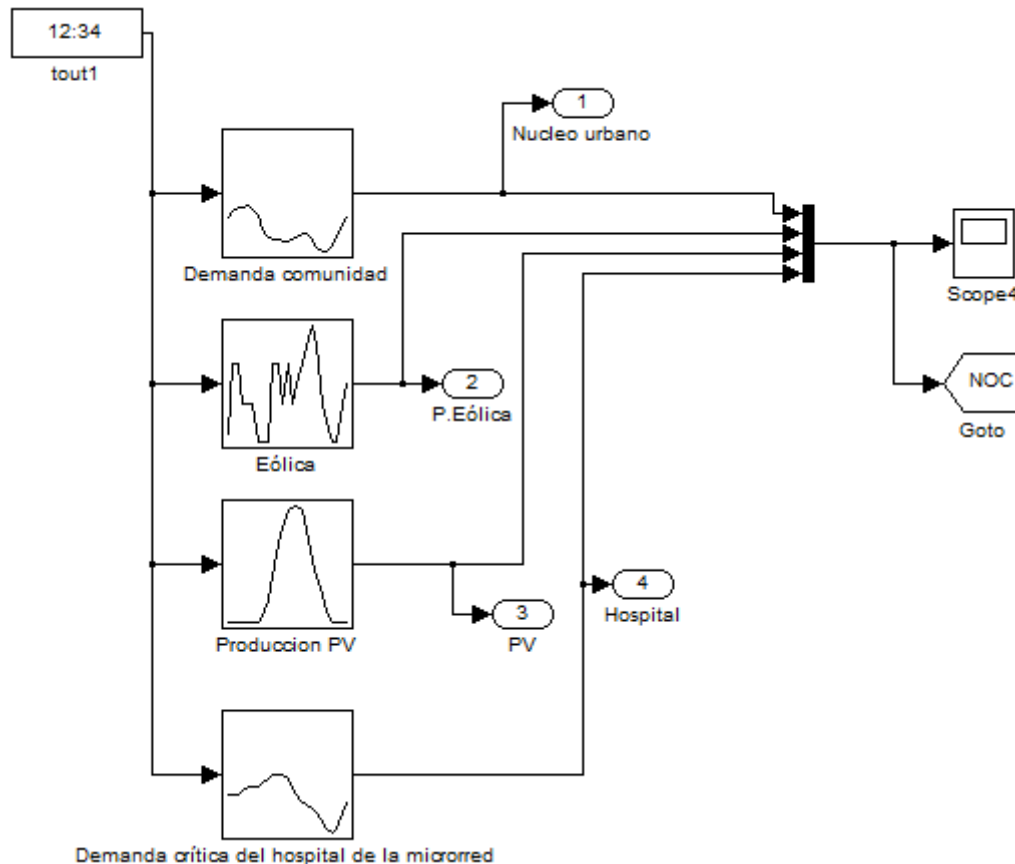


Figura 2. Bloques de Producción y Consumo No Controlables

La Figura 3 muestra la generación y consumo no controlables. Para reproducir estas curvas se han extraído datos de:

- Producción Eólica: datos obtenidos de REE
- Producción PV: datos tomados de la previsión del día 21/06/2011. (Página web: energías renovables, "el periodismo de las energías limpias")
- Demanda Comunidad Residencial-Industrial: datos basados en la curva de demanda a nivel nacional, al que se le ha aplicado un factor reductor
- Demanda Hospital: datos de perfil crítico de consumo, en la línea coherente del de un hospital

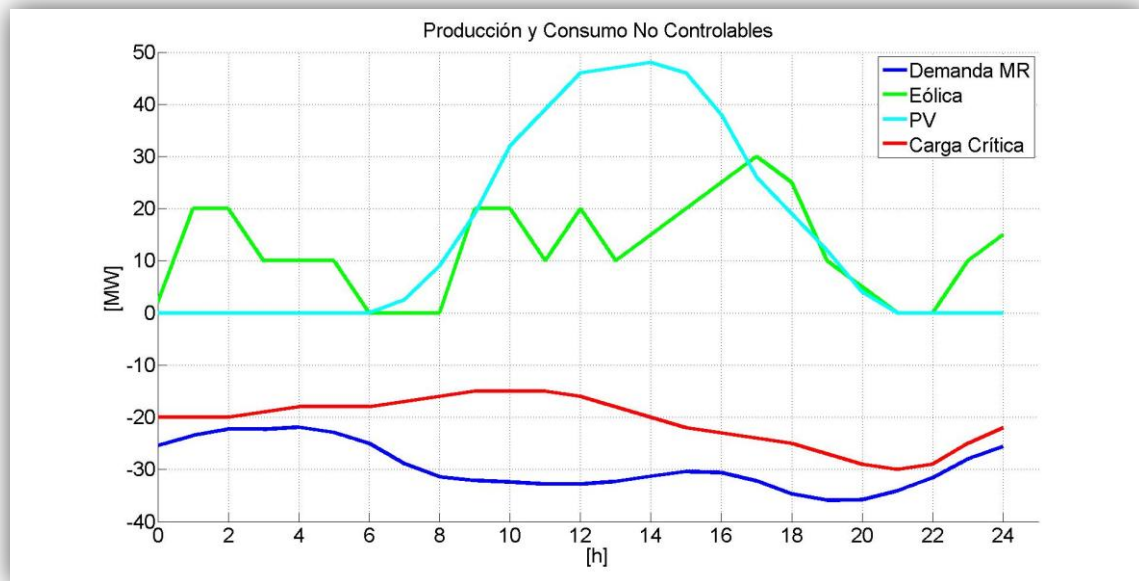


Figura 3. Curvas de Generación y Consumo no controlables (NOC)

En uno de los casos estudiados más adelante se variarán estas condiciones para simular variaciones rápidas en las condiciones climáticas, y de este modo, cuantificar su impacto en el control de la estabilidad de la Micro red.

- **Bloque del generador controlado principal (G1)**, bloque situado más a la izquierda de la figura 1, y que tiene las características anteriormente descritas. Sus valores límite de funcionamiento se pueden fijar como se requiera para realizar cuantas simulaciones de interés realizar, lo que provocarán unas u otras situaciones en la micro red.

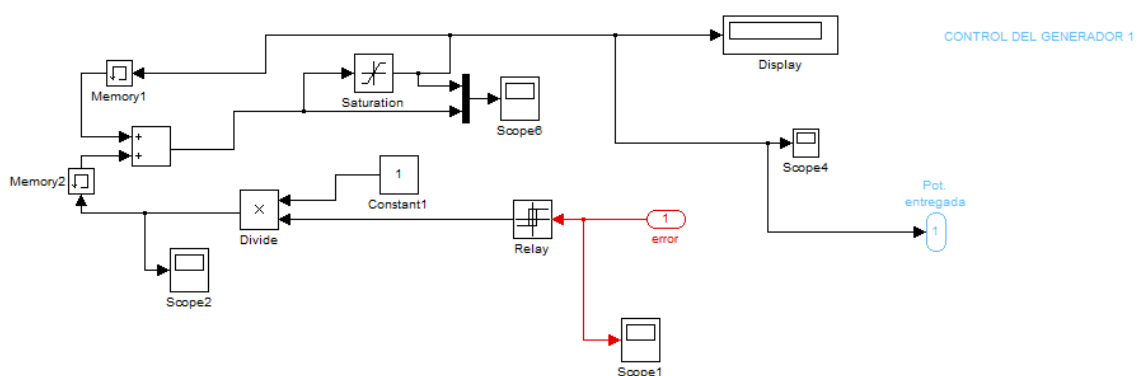


Figura 4. Bloque de control Generador 1

Este generador es el principal modo de regular la MR. Dará cobertura cuando exista un déficit de generación renovable hasta sus límites máximos de funcionamiento, tratando de anular el error generación-carga en la MR. Será respaldado por el generador 2, o las baterías, o el servicio de interrumpibilidad de la carga que lo dispone en caso necesario.

- **Bloque del Generador de respaldo, Generador 2 (G2).** El contiguo al G1. En él se aprecian dos salidas, la primera simula su comportamiento normal y la segunda simula el fallo del mismo durante la jornada de funcionamiento (Casos expuestos en el presente capítulo). Este generador se encarga de dar respaldo al G1 cuando éste se encuentre saturado a su valor máximo.

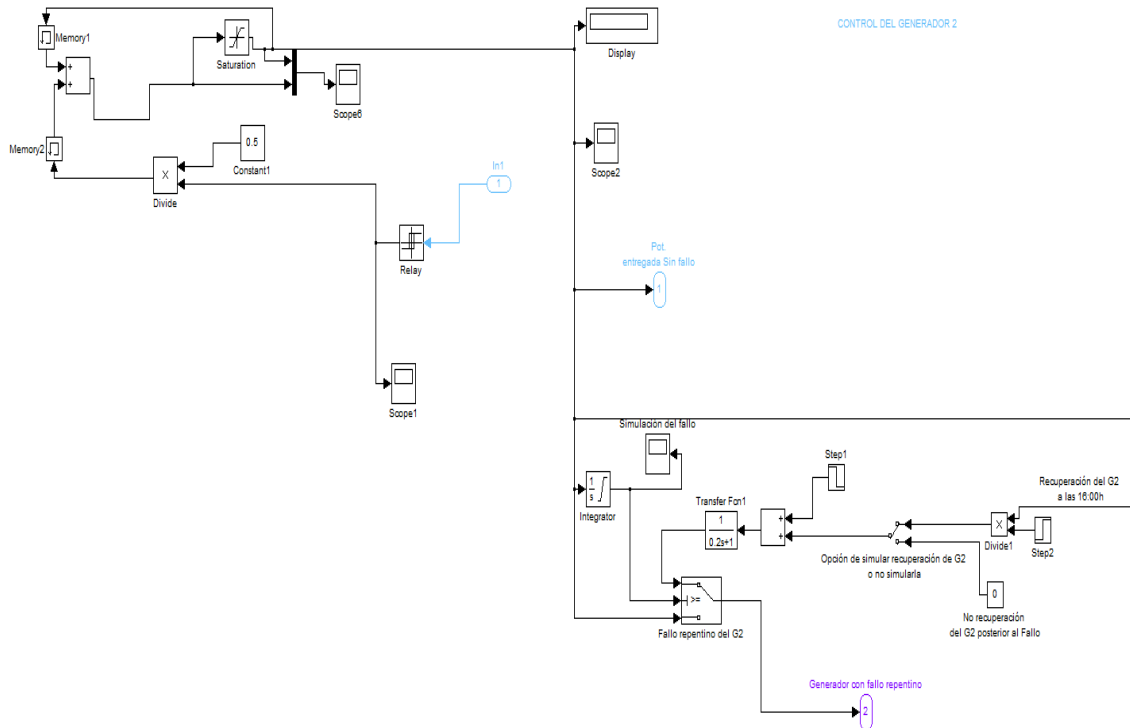


Figura 5. Bloque del Control del Generador de respaldo (G2)

- Bloque de control del Parque de Baterías (Verde oscuro).** Este bloque simula el comportamiento de un parque de baterías, que trata de absorber la energía renovable para dar cobertura a los generadores controlados en los periodos que exista déficit de generación. Siempre teniendo en cuenta los límites de carga y descarga de las baterías, que según las situaciones simuladas, se verá cómo en ocasiones resulta imposible seguir aportando energía o consumiéndola, aún siendo necesario por las circunstancias en la MR. Estas situaciones se plantean en adelante, lo que resulta muy ilustrativo y representativo de parques de baterías de apoyo en la realidad y de la gestión automática de la energía en MR's reales.

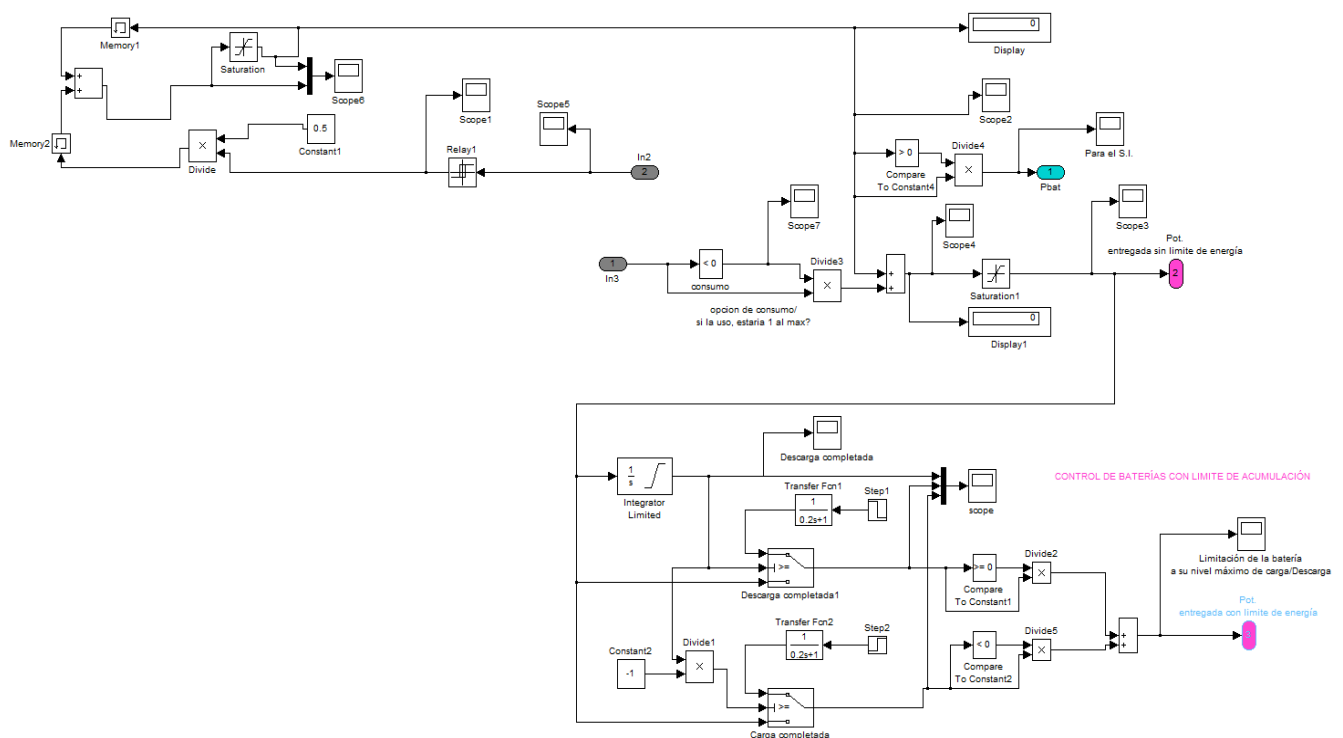


Figura 6. Bloque del control del Parque de Baterías (bat)

- **Bloque del control de la carga con servicio de Interrumpibilidad (C.S.I.), (bloque azul).** Esta carga tiene contratado el S.I., que ayuda en determinadas ocasiones a contrarrestar el déficit de generación por diversas causas (Generadores saturados, baterías descargadas, etc.). La orden del disparo del S.I. es inmediata y completamente automatizada en la simulación, pero también es posible simular la carga sin el contrato de interrupción y ver cómo difieren ambos comportamientos en la MR.

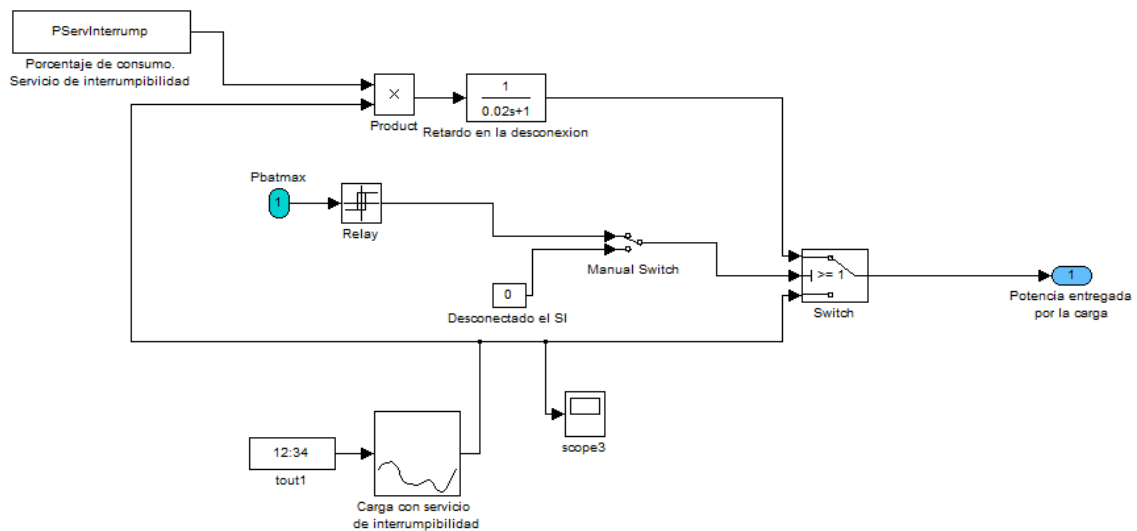


Figura 7. Carga con servicio de interrumpibilidad (C.S.I.)

5.1 Casos con contingencias aisladas

En adelante se muestra el estudio del comportamiento dinámico de una MR controlada, ante distintas situaciones a las que deberá hacer frente, situaciones que se presentan reiteradamente en la realidad. Se proceden a simular los casos más significativos. En el punto 1.3, se procede a plantear muchos de estos casos en la misma jornada, lo que supone una situación más crítica para la MR.

5.2.1 Caso I. Situación estable

En este caso se muestra el control de la MR con los dos generadores dentro de sus límites y por tanto sin necesidad de aporte de baterías ni interrupción de la carga con SI. Esta situación representa una situación fácil para la dinámica de la MR.

- Limite G1: 60 kWp
- Límite G2: 60 kWp
- Límite baterías: [-60 : 60] kWp
- Limite de acumulación: [kWh] suficiente
- SI desconectado (no es necesario disponer del S.I.)

Tras la simulación de esta situación, la estabilidad de la MR queda patente en la "Figura 8", que representa el error entre generación y carga, completamente controlado entorno al valor nulo.

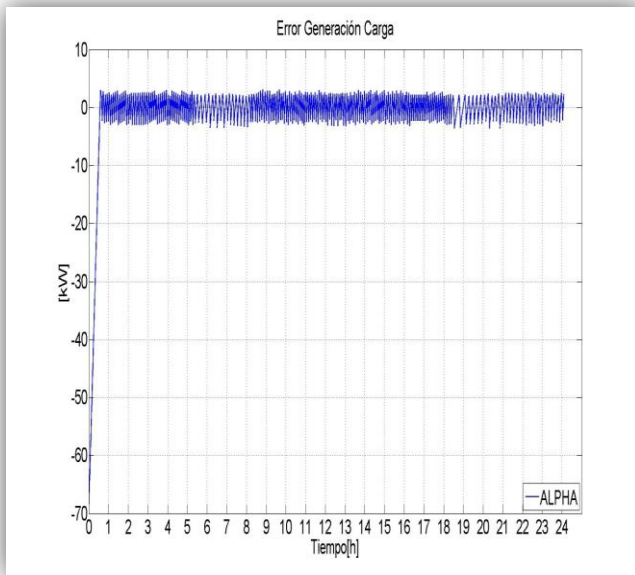


Figura 8. Error entre Generación y Carga en la MR

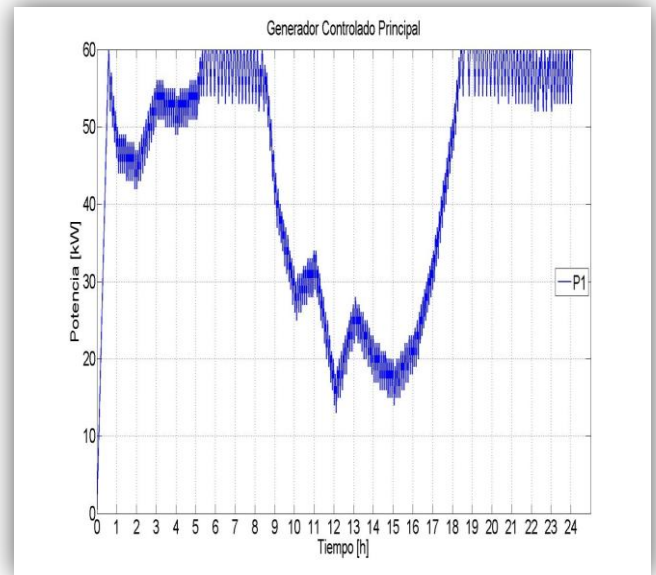


Figura 9. Generador Controlado Principal

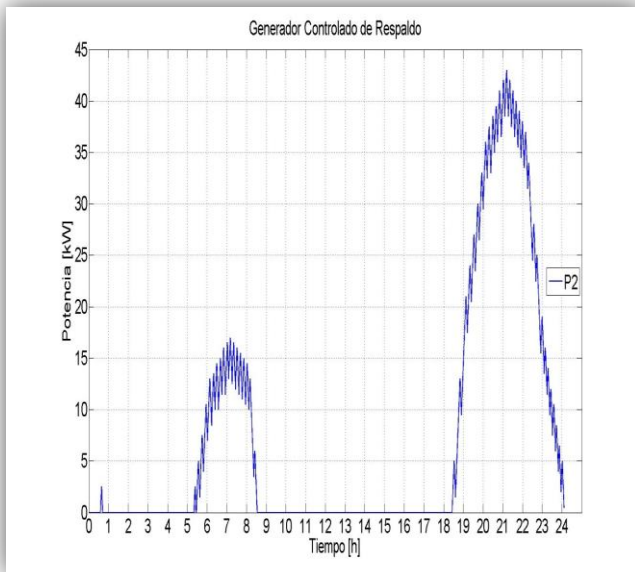


Figura 10. Generador Controlado de Respaldo

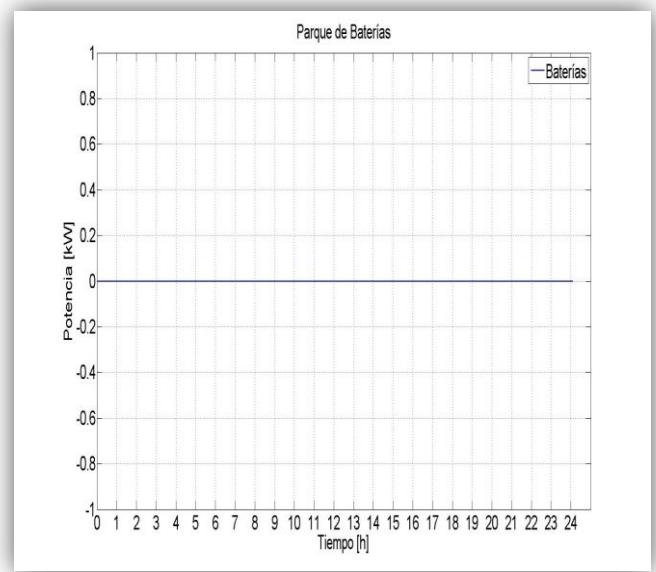


Figura 11. Parque de baterías

Como se puede observar, el error es estable en torno a cero. El G1 es capaz de controlar el déficit de generación y el G2 completa los periodos en los que el G1 se encuentra saturado. Dado que el G2 nunca entra en saturación y no existe excedente renovable, las baterías no entran en funcionamiento.

5.2.2 Caso II. Generadores limitados

En este caso bajaremos los límites máximos de los generadores para ver qué sucede en la MR cuando es necesario que las baterías actúen:

- Límite G1: 30 kWp
- Límite G2: 30 kWp
- Límite baterías: [-60 : 60] kWp
- Límite de acumulación [kWh] suficiente
- S.I. de la carga desconectado (no se muestra la gráfica de la carga en este caso por ser no relevante)

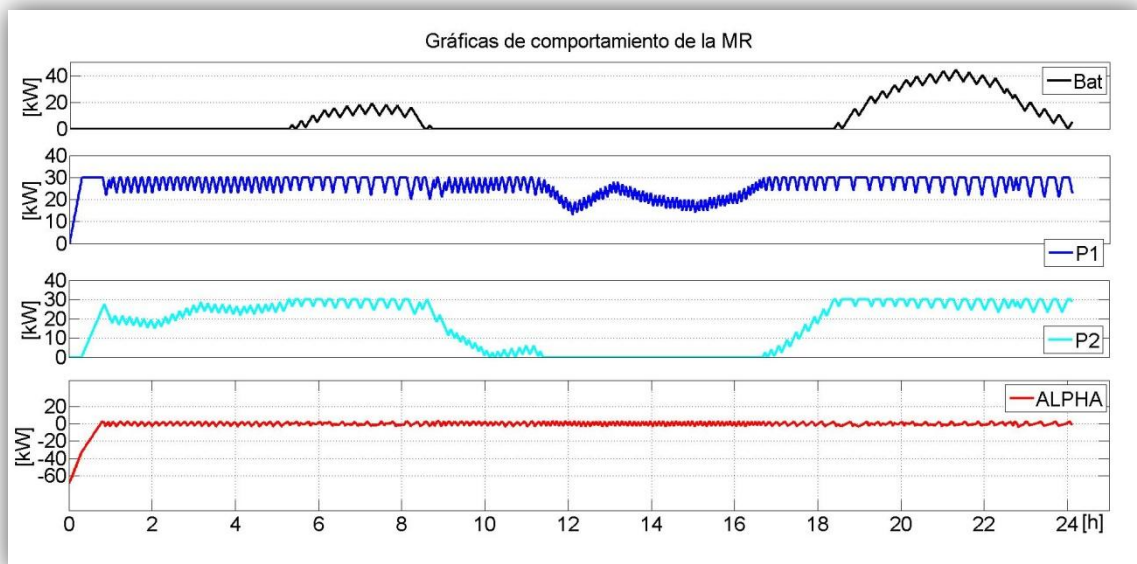


Figura 12. Comportamiento de la MR Caso II

Se observa cómo en este caso hay momentos en los que ambos generadores están saturados, por lo que las baterías deben suministrar el excedente del consumidor. En estas condiciones el error es estable en torno a cero.

5.2.3 Caso III. Saturación de equipos

Baterías y generadores saturados en algunos momentos del día. Bajamos los límites pico máximos de funcionamiento de las baterías a la mitad que origina su saturación.

- Límite G1: 30 kWp
- Límite G2: 30 kWp
- Límite baterías: [-30 : 30] kWp
- Límite de acumulación [kWh] suficiente
- S.I. de la carga: conectado

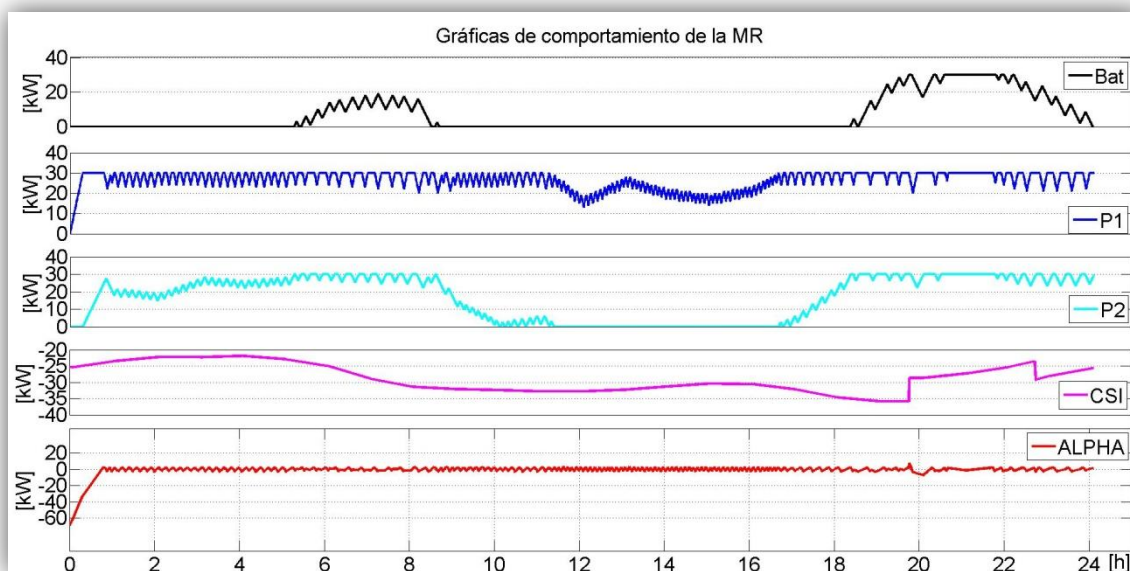


Figura 13. Comportamiento de la MR Caso III

En este caso se observa cómo justo antes de las 20:00 h se produce simultáneamente la saturación de los generadores y el parque de baterías en torno a sus valores pico máximos. En esta situación no se puede hacer frente a la demanda por lo que el S.I. de la carga que lo tiene contratado se dispara, ayudando a devolver al sistema al equilibrio, como muestra el error. Nótese que el S.I. actúa en una franja de saturación y no en torno a un valor, lo que mejora la estabilidad del sistema significativamente, evitando conexiones y desconexiones a nivel diferencial.

Si realizamos una comparativa del comportamiento del sistema en esta situación con y sin el S.I. llegamos a la conclusión que éste se comporta mejor, entra en equilibrio antes, con un comportamiento más estable, cuando se le ha dotado del S.I.

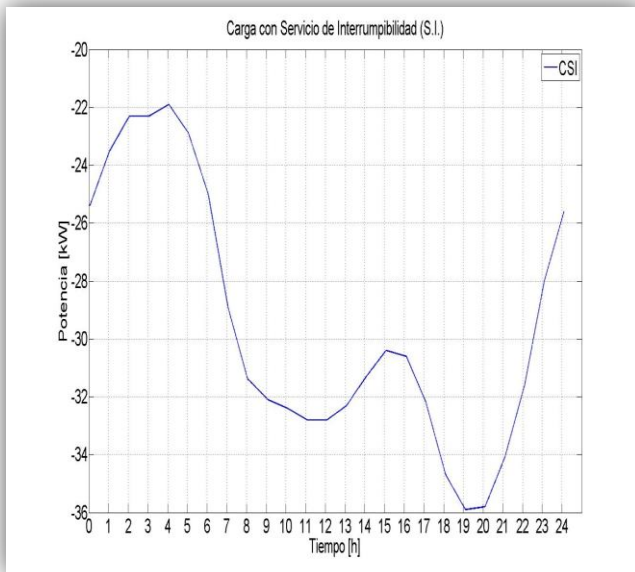


Figura 14. Carga sin Contrato de S.I.

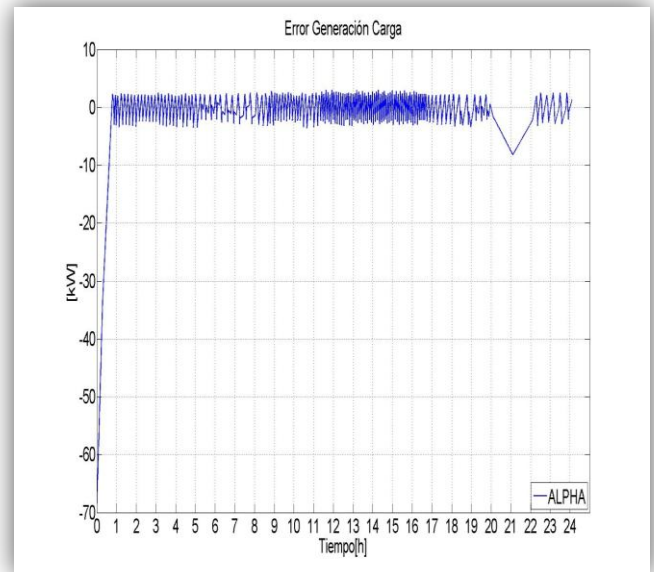


Figura 15. Error Generación-Demanda sin apoyo del S.I.

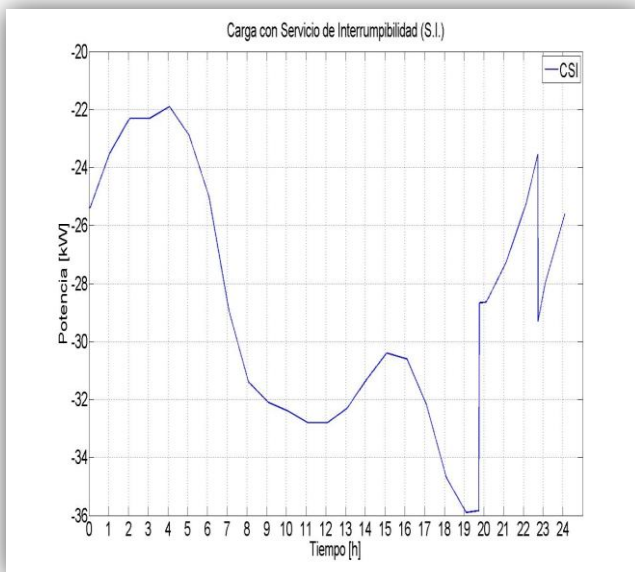


Figura 16. Carga Con Contrato de S.I.

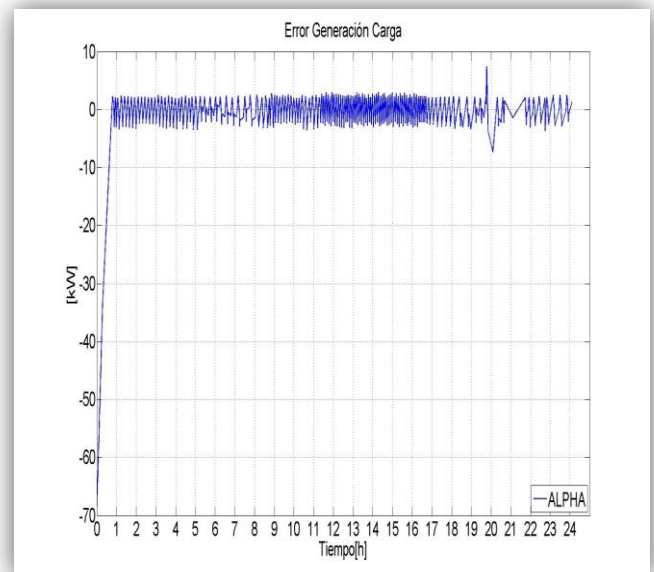


Figura 17. Error Generación-Demanda Con apoyo del S.I.

Aquí se ha optado por hacer uso del "S. Interrumpibilidad" que hace disminuir la carga citada anteriormente en un 20%. Esto origina una leve perturbación en el sistema de control del error por efectos dinámicos del deslastre de carga y posterior recuperación de la misma. Para solucionar el fenómeno de deslastre inmediato, se ha optado por usar una franja de desconexión más amplia que mejora el comportamiento transitorio. Nótese que el S.I. consigue estabilizar el error más rápido. En media hora queda estabilizada la MR, por las dos horas que se tardaría sin el S.I. Como se puede apreciar, el hecho de que el sistema entre en equilibrio (error entra en equilibrio a cero) en torno a 30 minutos cuando la MR dispone del S.I. en lugar de lo que tarda cuando no dispone de éste (2h), supone una mejora notable en la dinámica de la micro red que, por consiguiente, se torna en una MR más estable ante situaciones de éste tipo.

5.2.3 Caso IV. Excedente Renovable

En este caso se estudia la situación de excedente de generación renovable en algunos periodos del día. Lo ideal en esta situación es que el parque de baterías absorba ese excedente para después verterlo en los periodos que se necesite un aporte auxiliar a los generadores principales.

Para generar esta situación es necesario disminuir la carga o simular un exceso de viento, o un día muy soleado. Se ha optado por deslastrar la carga aislada con "S.I." para simular una situación de menor consumo, manteniendo constantes las generaciones eólica y solar, que provocarán un excedente de generación al mediodía.

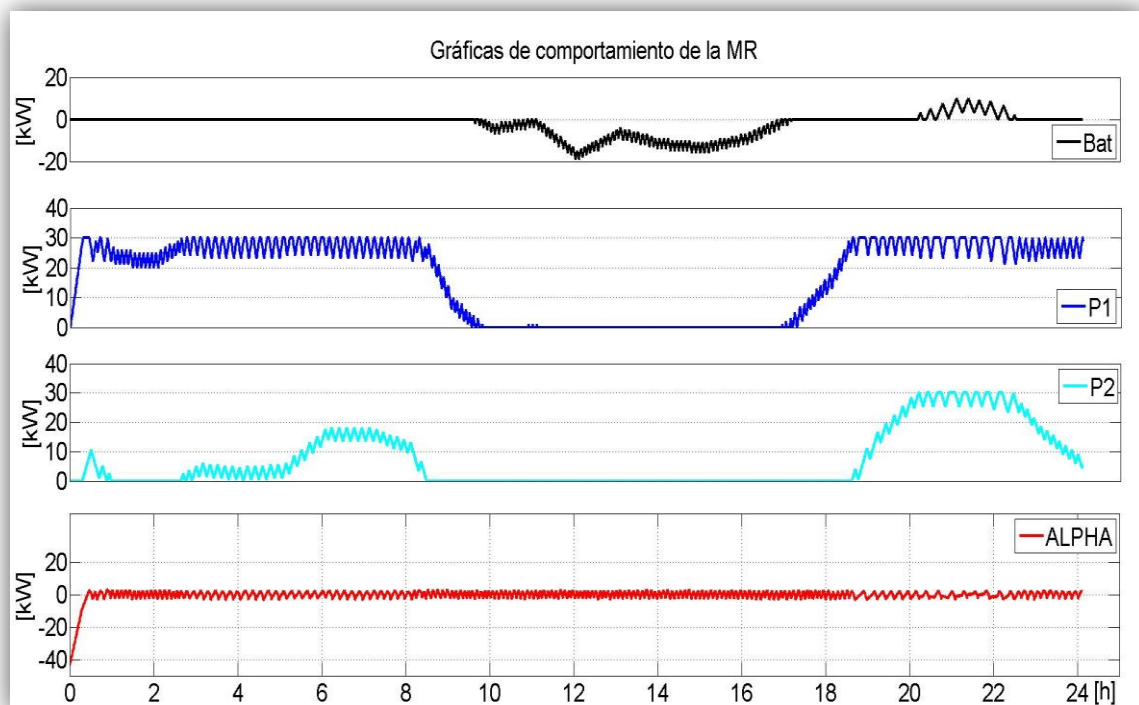


Figura 18. Excedente de generación absorbido por las baterías

Como se aprecia en las gráficas de comportamiento de la MR, el parque de baterías absorbe ese excedente renovable al medio día, que podrá ser usado en periodos de posterior necesidad. No obstante, las limitaciones de almacenamiento (carga y descarga) en parques de baterías, así como el dimensionado de los mismos, es uno de los principales problemas en la gestión de energía dentro de una MR. Es por ello que merece un análisis pormenorizado, que se plantean en los casos críticos a continuación.

5.2 Casos críticos en la MR

A continuación se plantean los casos más críticos a los que se enfrenta una MR. Se proceden a simular casos que someterán a la MR a realizar continuas acciones para controlar el equilibrio Generación-Demanda en una misma jornada (24 horas). Se trata de casos complejos que terminan de completar el objetivo de este capítulo, mostrando transparentemente cómo se gestiona la energía dentro de una MR con distintos tipos de generación y cargas, y sometida a contingencias de índoles muy distintas.

En los casos anteriores se ha simulado siempre con un parque de baterías lo bastante grande como para cubrir las necesidades de consumo/generación de la micro red. No obstante, como adelantábamos en el apartado anterior, un parque de baterías no es capaz de consumir o generar todo el tiempo, si no que funcionan dentro de sus límites de capacidad de acumulación de energía. Esta situación real se muestra en los casos contiguos, cuyos resultados concluyen en las reflexiones que se muestran a continuación.

5.3.1 Alta inestabilidad Generación-Carga

En el siguiente caso se plantea una situación comprometida en la micro red a lo largo de todo el día. Se simula un día con una gran generación fotovoltaica, en las horas de luz, con una deficiente generación eólica a lo largo de todo el día que, añadido a una carga sustancial durante toda la jornada, implican cambios drásticos de generación en los generadores controlados desde cero a sus valores máximos, provocando la saturación de los mismos y la necesidad de sustento de baterías. Unido a esta situación, las baterías alcanzan sus valores máximos de carga y descarga por lo que dejan de dar el aporte que necesita la micro red. Esto último implica que, por periodos breves, la micro red no puede hacer frente a la igualdad generación-carga, lo que se ve reflejado en las pequeñas fluctuaciones del error entorno a las situaciones críticas.

Por lo tanto, a lo larga del día se presentan las siguientes circunstancias:

- Los dos generadores controlados están saturados a su valor máximo y las baterías tratan de suministrar el excedente de consumo que falta por cubrir
- Las baterías se descargan por completo, con los generadores al máximo y ya no se puede asumir el excedente de consumo, lo que provoca una situación crítica en la micro red. Se activa el servicio de "interrumpibilidad" de la carga controlada, lo que reduce el nivel de carga en la micro red tratando de favorecer al equilibrio generación-carga
- Se llega a mediodía con un excedente claro de generación renovable (fotovoltaica), situación ideal para consumir ese excedente con las baterías (G1 y G2 están naturalmente apagados)
- Ambos generadores están desconectados y las baterías plenamente cargadas (y sigue habiendo demasiada generación respecto de la demanda). Las baterías se cargan por completo y ya no pueden absorber ese excedente. Si la micro red estuviese situada en un



emplazamiento cuyas condiciones climáticas fuesen las aquí representadas es posible que fuese necesario aumentar la capacidad del parque de baterías

- A partir de las 5:00pm la generación PV se reduce sustancialmente, la carga se mantiene en la misma franja de valores, lo que implica la necesidad, de nuevo, de aporte de generación auxiliar
- Los G1 y G2 se ponen en funcionamiento, llegando, de nuevo, a sus valores máximos. Las baterías que ya estaban cargadas, por el exceso de generación anterior, tratan de hacer frente al déficit actual de generación
- Surge una nueva situación crítica en el día. Las baterías tocan sus límites pico máximos por lo que se da orden de actuación del servicio de interrumpibilidad de la carga controlada que dispone de éste
- Además las baterías se descargan completamente y los generadores siguen al máximo. Esto último, es la misma situación que se produjo al comienzo del día actual (El S.I. actúa)

Conclusiones del caso simulado:

- Dados los periodos de excedente renovable, si el emplazamiento de la micro red fuese tal que se presenten estas condiciones climáticas habitualmente, debería considerarse una aumento de capacidad en el parque de baterías de manera que pueda absorberse el máximo excedente renovable posible para poder dar cobertura en los periodos de necesidad. De no tener un parque de capacidad bien ajustada este excedente se perdería, o se podría exportar a la red principal, a la que también puede conectarse la MR, y cobrar una prima por producción renovable. Si bien, lo ideal es que la MR sea completamente autosuficiente y sea dimensionada de tal manera que esté lo más ajustada posible para absorber el máximo de E.E.R.R., siendo completamente autosuficiente.
- Quizás convenga evaluar el ratio coste-beneficio de aumentar los límites máximos de los generadores o el parque de baterías, pues existen periodos de larga duración en los que se encuentran saturados. No obstante, por lo general, las baterías suplen esa necesidad en casi todo el día, excepto en los periodos críticos minoritarios. Por ello un aumento en el parque de baterías terminaría de alisar esos periodos críticos y no sería necesario aumentar los límites de los generadores

A continuación de las imágenes 19 a 23, que representa el caso descrito, se muestra otra donde se han aumentado los límites del parque de baterías, y otra donde se han aumentado los límites de los generadores como solución a este caso.

Límites generadores:

- G1,G2: 24 kWp
- Min-Max energía= [-110; 110] kWh (variables usadas para controlar el límite máximo de absorción/cesión de energía del parque de baterías)
- [Baterymax; Pmaxbattery]= [-60; 60] kWp
- Producción PV*2.9 (aumento respecto de la inicialmente planteada)
- Producción Eólica*0.5 (reducción respecto de la inicialmente planteada)
- Demanda comunidad igual a la inicial*1.5 (aumento de carga)
- Demanda hospital igual

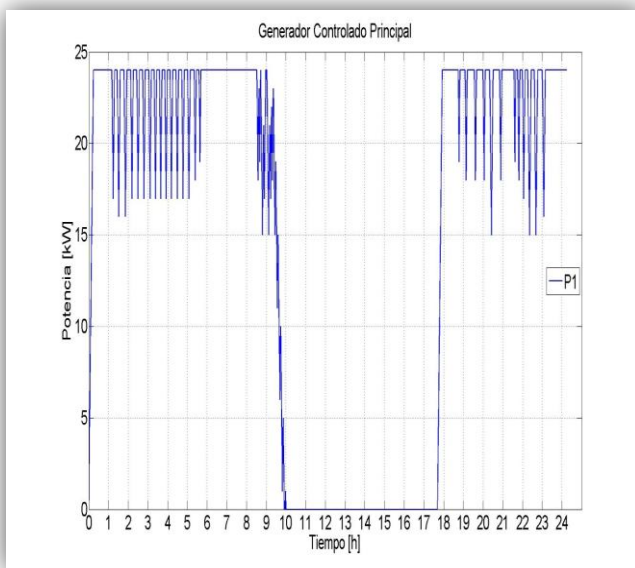


Figura 19. Generador principal, G1

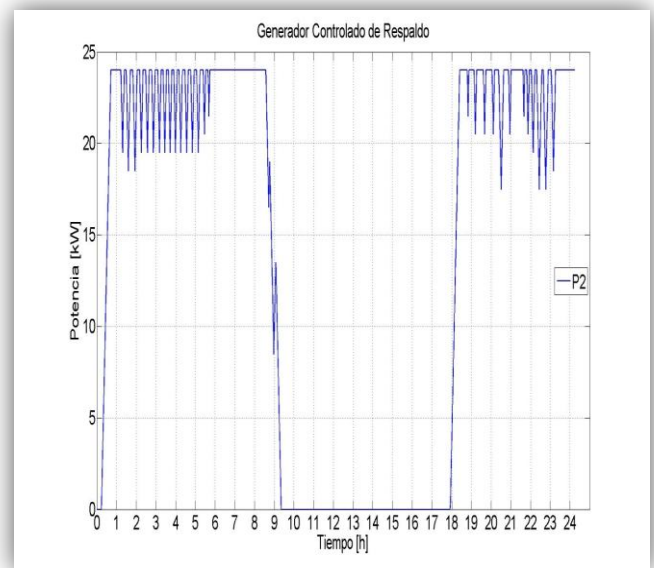


Figura 20. Generador de respaldo

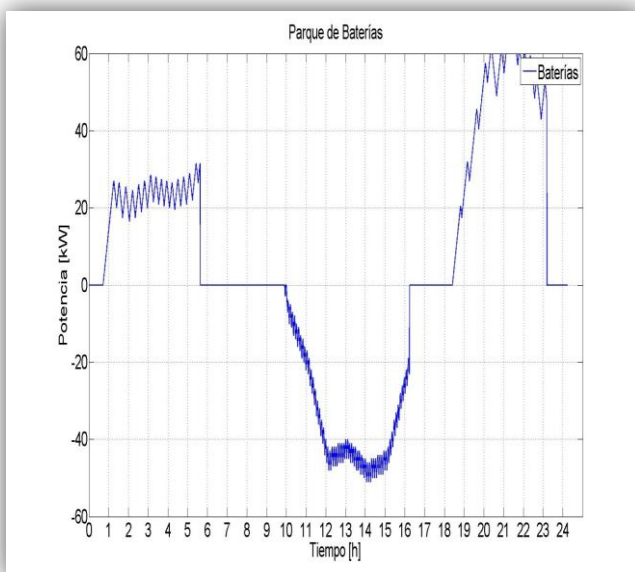


Figura 21. Parque de Baterías con Límites de acumulación

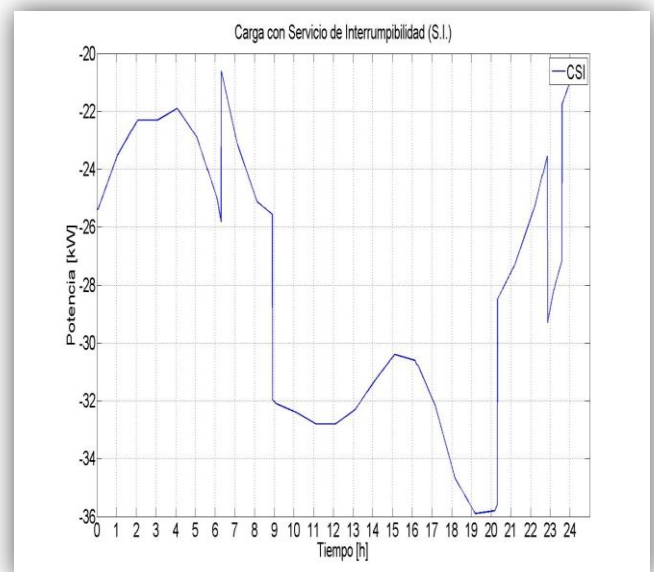


Figura 22. Carga con S.I. (continuos disparos del S.I.)

A continuación, la figura 23 muestra todas las gráficas de comportamiento juntas. En esta figura se puede observar la dinámica ante esta situación crítica en la MR.

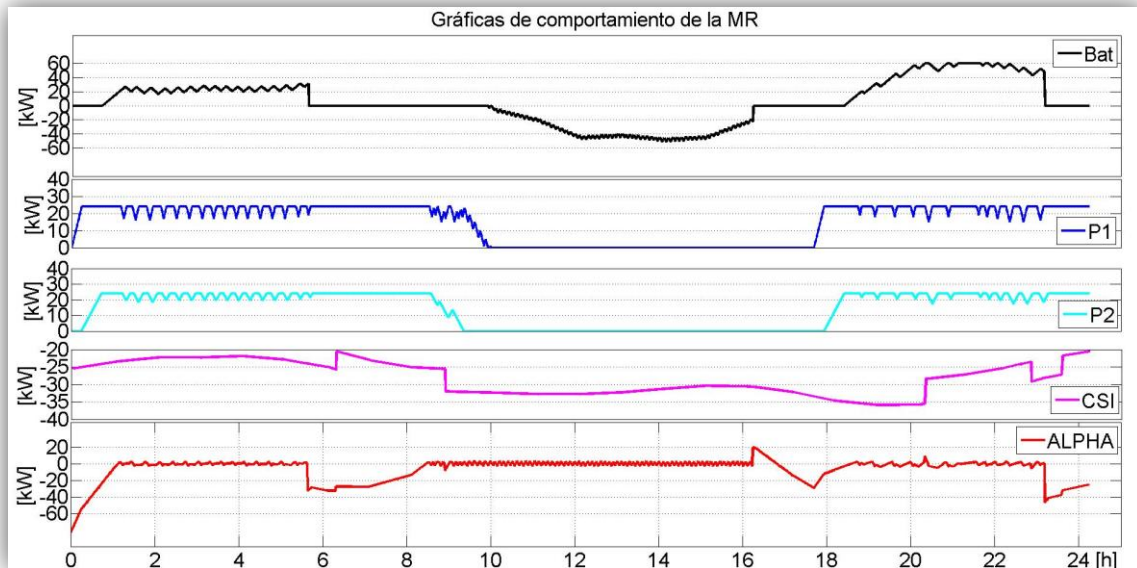


Figura 23. Gráficas de comportamiento de la MR, en situación crítica

Como ya se ha explicado al comienzo de este punto, el principal problema es que es que resulta imposible hacer frente a esta situación con los niveles de capacidad de acumulación del parque de baterías y los límites máximos de funcionamiento de los generadores principales.

Para solucionar esta situación, como ya se adelantó al inicio del estudio de este caso crítico, se plantean las siguientes soluciones:

Solución 1

- Aumento de la capacidad del parque de baterías:
- Maxenergía= 190 kWh
- Minenergía= -190 kWh
- Baterymax= -80 kWp
- Pmaxbattery= 80 kW

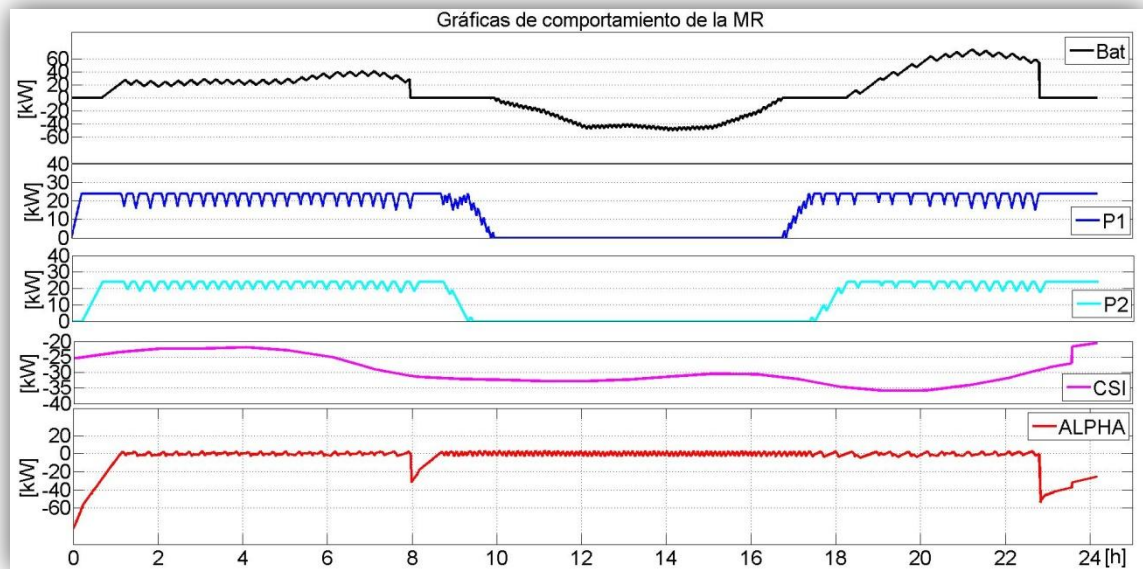


Figura 24. Gráficas de comportamiento de la MR, en situación crítica. Solución 1

El parque de baterías podría seguir aumentándose pero, como se ve en la imagen, se aprecia una mejora sustancial de la dualidad generación-demanda con una micro red más estable. Si además procedemos a **Solución 2**:

- Adicional aumento de los límites de los generadores:
- G1,G2: 60 MWp

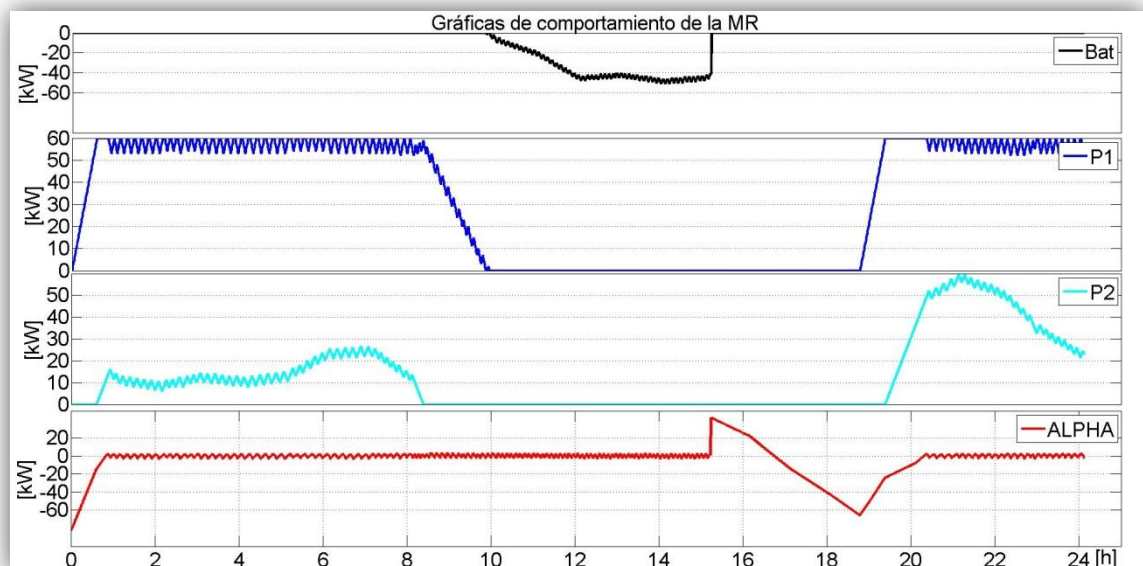


Figura 25. Gráficas de comportamiento de la MR, en situación crítica. Solución 2

Los periodos críticos disminuyen significativamente. El único desequilibrio aparente se debe a que las baterías, aun habiendo aumentado el parque, se cargan al máximo y el excedente de fotovoltaica se pierde.

En realidad el excedente renovable perdido no supondría ningún desequilibrio en la MR, pues bastaría con exportarlo a la red principal a la que puede conectarse la MR, cobrando por ello una prima, o simplemente contribuyendo a la red general. No obstante lo que interesa es ajustar la MR lo mejor posible para que sea completamente autosuficiente, y para ello lo ideal es que pueda absorber el máximo posible de energía renovable, para dar cobertura en los periodos de necesidad con energía barata.

Como se ha usado una producción PV excesivamente alta para hacer la simulación de este caso, es normal que siga habiendo excedente, por ello, y para hacer la simulación más realista, el siguiente gráfico muestra la misma situación pero con un aumento de PV levemente menor (situación más realista), lo que concluye en que las baterías sí pueden absorberlo y por tanto, el caso queda estabilizado por completo, situación que refleja un parque de baterías bien ajustado para las condiciones de sol de la zona.

Solución 3

- PV*2 en lugar de *2.9, que es más realista: corrección del error en la micro red. Sistema completamente estable

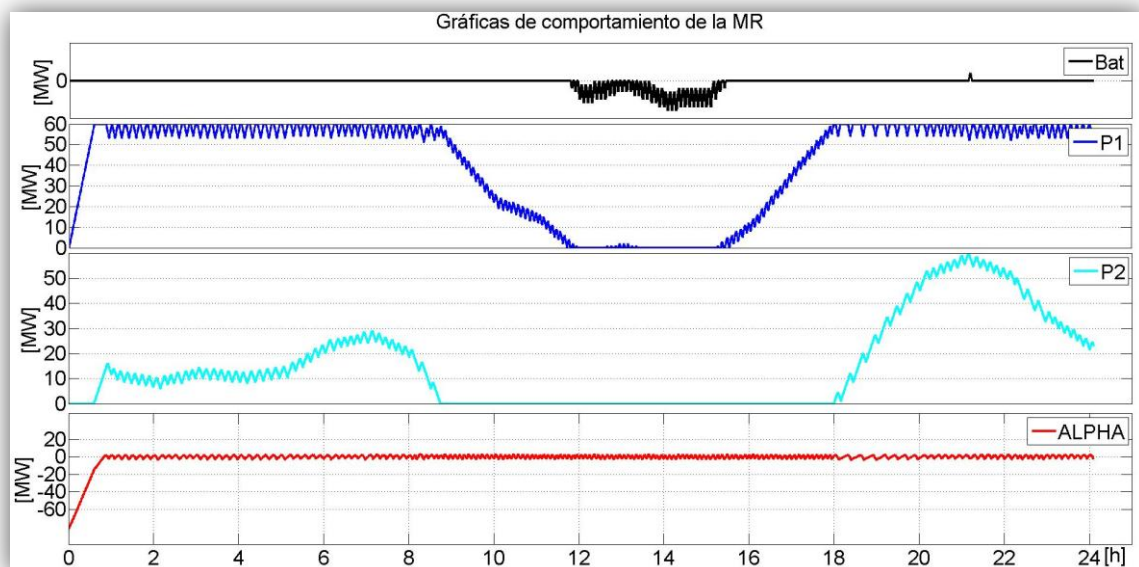


Figura 26. Gráficas de comportamiento de la MR, en situación crítica. Solución 3

Situación completamente estabilizada. Las MR es estable en todo momento, con un parque de baterías correctamente ajustado a las características de sustento renovable de la zona.

5.3.2 Modificación repentina de las condiciones climáticas

Modificación repentina (realista) de las condiciones atmosféricas, viento o sol. Se ha decidido simular este tipo de situaciones con, por ejemplo, el paso de una nube grande durante un espacio corto de tiempo.

Para simular esta situación se ha introducido un coeficiente de pérdidas al generador no controlado fotovoltaico durante un periodo corto de tiempo, que trata de representar el paso de una nube densa en ese periodo, coartando la generación PV momentáneamente.

- Se ha simulado una nube densa a la 12pm que coarta en alta medida la generación PV hasta las 3pm. Como se verá a continuación, se requerirán las baterías en horas no planeadas a priori y esto implicará que se encontrarán descargadas para los periodos que sí se planeaban necesarias (periodos de menor recurso renovable), con los problemas que se analizan en adelante.

La generación no controlada queda como muestra la siguiente gráfica:

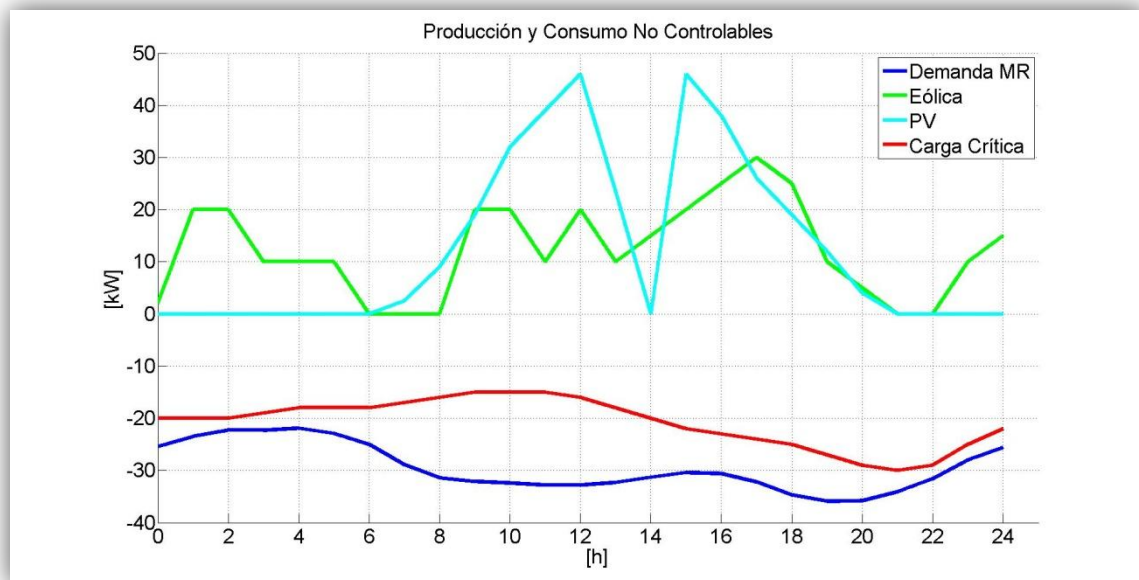


Figura 27. Paso repentino de una nube densa que coarta la generación PV

La situación en la MR se resume en la Figura 28-A.

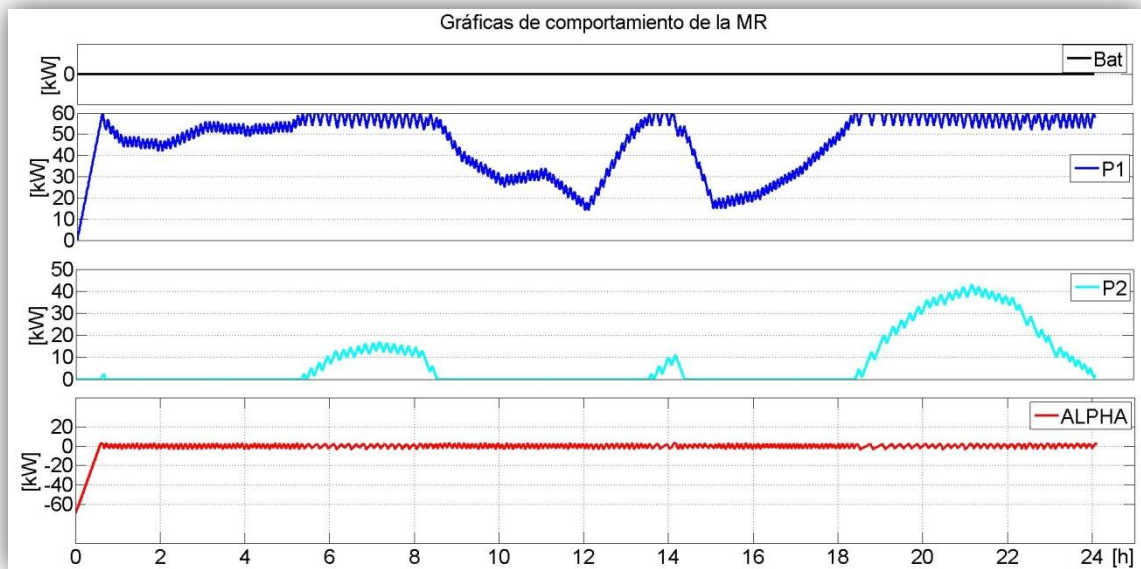


Figura 28-A. Dinámica de la MR ante el paso repentino de una nube densa

Con estos límites la MR es completamente estable. En cambio si limitamos los límites máximos de funcionamiento de generadores y baterías a niveles inferiores la situación se vuelve crítica:

- G1,G2: 30 kWp
- Maxenergía, Minenergía= [-110,110] kWh
- Baterymax= -60 kWp
- Pmaxbattery= 60 kWp

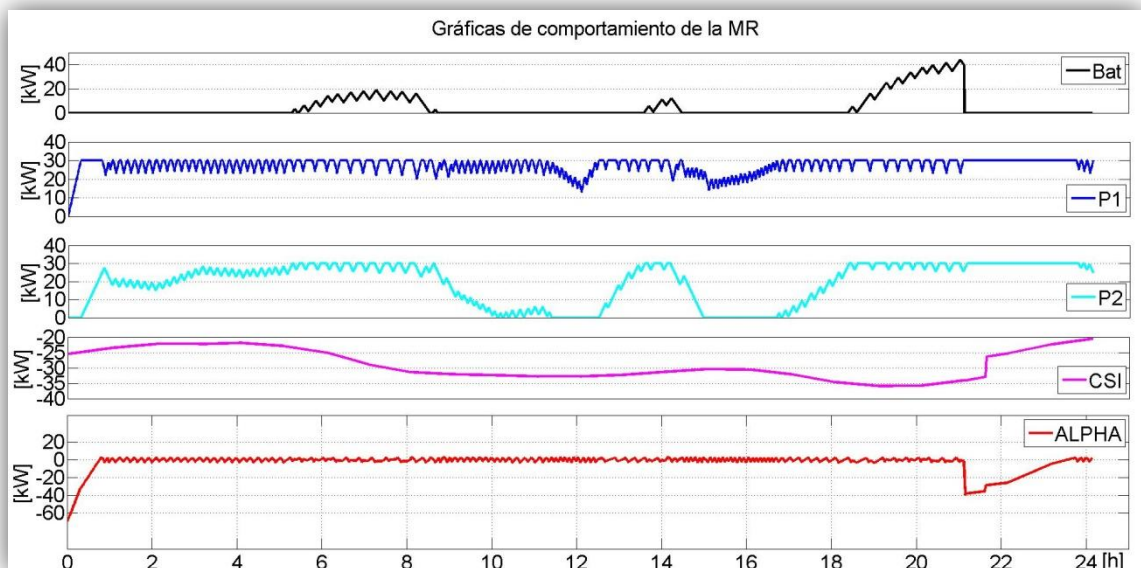


Figura 28-B. Con los Generadores y baterías limitados

Atendiendo a esto último:



- Como se puede observar, "LA NUBE inesperada" provoca una caída drástica de la generación renovable cuando teóricamente más generación PV se estimaba poder obtener
- El Generador G1 se satura y el G2 intenta dar apoyo saturándose de la misma forma
- Las baterías cubren el déficit que falta por cubrir, pero al intervenir en este momento descargan parte de la energía necesaria para cubrir periodos más críticos, en los que la energía renovable PV es menor (noches)
- Por este motivo, las baterías quedan totalmente descargadas cuando más se las necesita, y esto es, cuando G1 y G2 están totalmente saturados y la energía renovable es escasa
- Como último recurso, "el servicio de interrumpibilidad" de la carga controlada actúa y consigue finalmente establecer el equilibrio y reducir el error a un valor cercano a cero. A este efecto cabe señalar que de no haber actuado este recurso, la micro red no habría logrado estabilizarse tan rápido, habiendo requerido mucho más tiempo para hacer cero el error.

5.3.3 Fallo repentino de un Generador Controlado

En este apartado se simula una contingencia de marcado carácter crítico: "*Fallo repentino de un generador controlado*"

Condiciones de simulación:

- Simulación del fallo repentino del G2 (generador controlado)

Características del fallo simuladas:

- $G1 = 30 \text{ kWp}$
- $G2 = 60 \text{ kWp}$
- $\text{Maxenergía} = 110 \text{ kW}$
- $\text{Minenergía} = -110 \text{ kW}$
- $\text{Baterymax} = -60 \text{ kWp}$
- $\text{Pmaxbattery} = 60 \text{ kWp}$

Fallo repentino del G2 durante su funcionamiento. Se simula además su reenganche tras repararlo a lo largo del día, la recuperación se produce a las cuatro de la tarde (el modelo puede simular el fallo con o sin recuperación). (Variable Fallosimulacion del archivo "variables.m" a 150").

Este caso es muy interesante de analizar, pues es una de las simulaciones que permiten observar lo que sucede en la micro red si, durante el día, uno de los generadores controlados falla. Lo habitual en estos casos es que, tras el fallo del generador, los equipos de mantenimiento de la micro red traten de solucionar el fallo para proceder al reenganche del mismo lo antes posible. Teniendo en cuenta las condiciones del fallo se ha simulado su recuperación a las cuatro de la tarde (Figura 30).

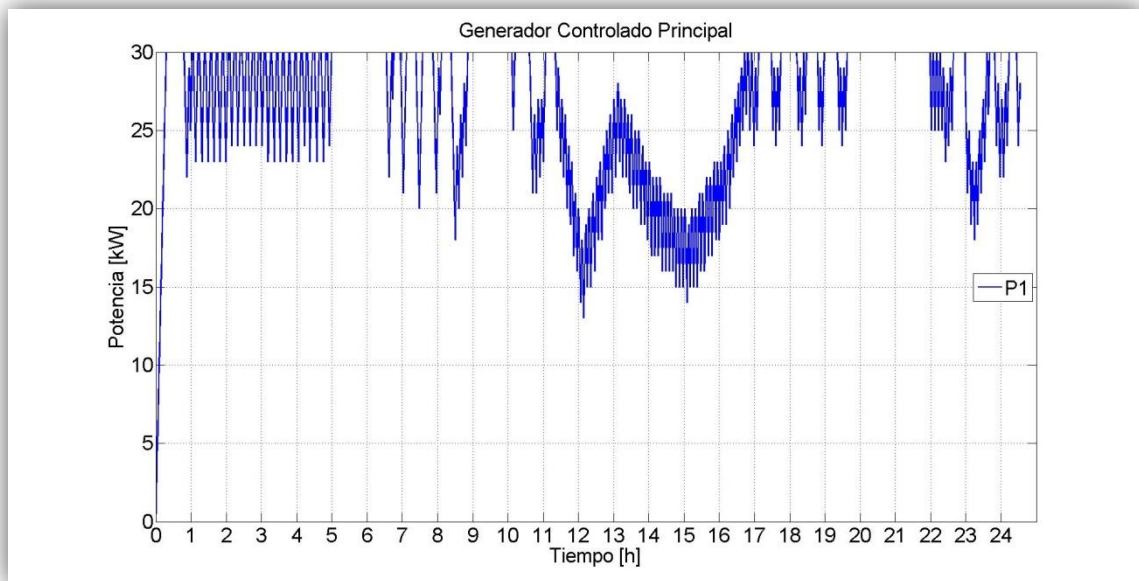


Figura 29. Generador principal

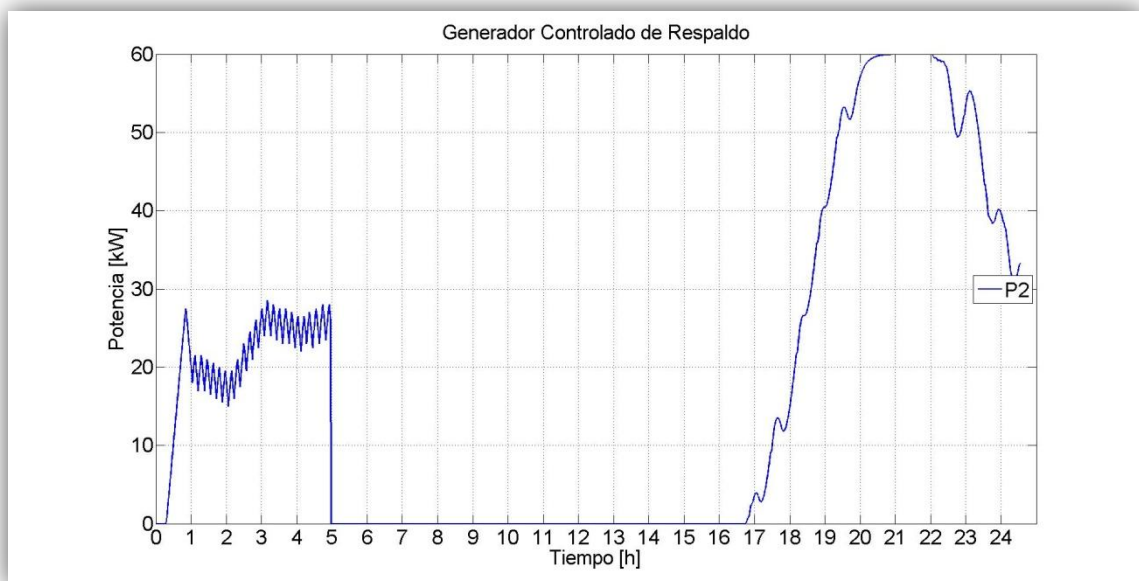


Figura 30. Fallo repentino del Generador de respaldo, CON posterior recuperación por los equipos de mantenimiento

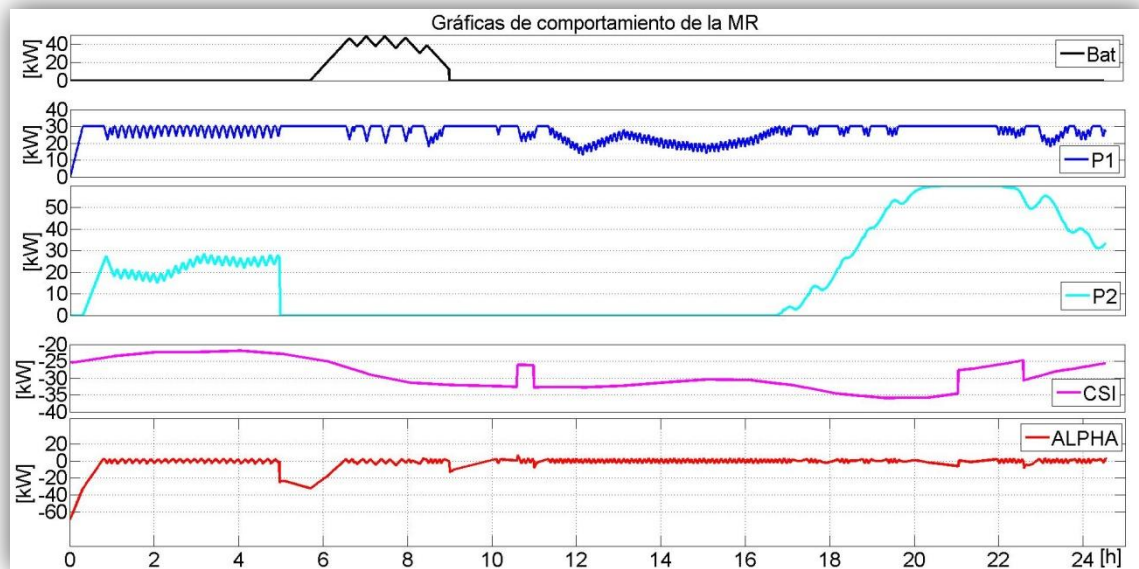


Figura 31. Comportamiento MR ante Fallo repentino del generador de respaldo G2(con recuperación por los equipos de mantenimiento)

En la imagen se pueden observar varios procesos importantes:

- El G1 se satura rápidamente intentando dar cobertura a la demanda que impone la micro red
- El G2, por lo tanto, da cobertura al G1 saturado
- Se produce el fallo repentino del G2, por lo que es necesario que las baterías intenten dar cobertura tras esta pérdida
- Las baterías quedan totalmente descargadas por lo que el déficit de generación hace disparar al S.I. de la carga controlada que intenta paliar la situación crítica
- Los equipos de mantenimiento acuden a reparar el generador averiado
- Al mediodía, por la producción renovable favorable el G1 se desatura. Cuando llegan las horas en las que esta generación comienza a descender, se vuelve a saturar, pero los equipos de mantenimiento ya han logrado reparar el G2 que comienza a dar cobertura de nuevo
- El respaldo de las baterías al fallo del G2 ha ocasionado que éstas se encuentren totalmente descargadas, lo que junto a las saturaciones de G1 y G2 dispara el servicio de interrumpibilidad de la carga controlada por segunda vez en la jornada
- Como queda patente, el control de la micro red se estabiliza rápidamente tras fallar el G2, y gracias al aporte de las baterías y la posterior recuperación del generador se hace posible mantener la micro red en equilibrio

- De no haberse producido la recuperación del generador en el mismo día, habría sido imposible dar cobertura a la micro red en las horas finales del día, pues las baterías estarían totalmente descargadas y el G1 saturado. La situación se tornaría inestable

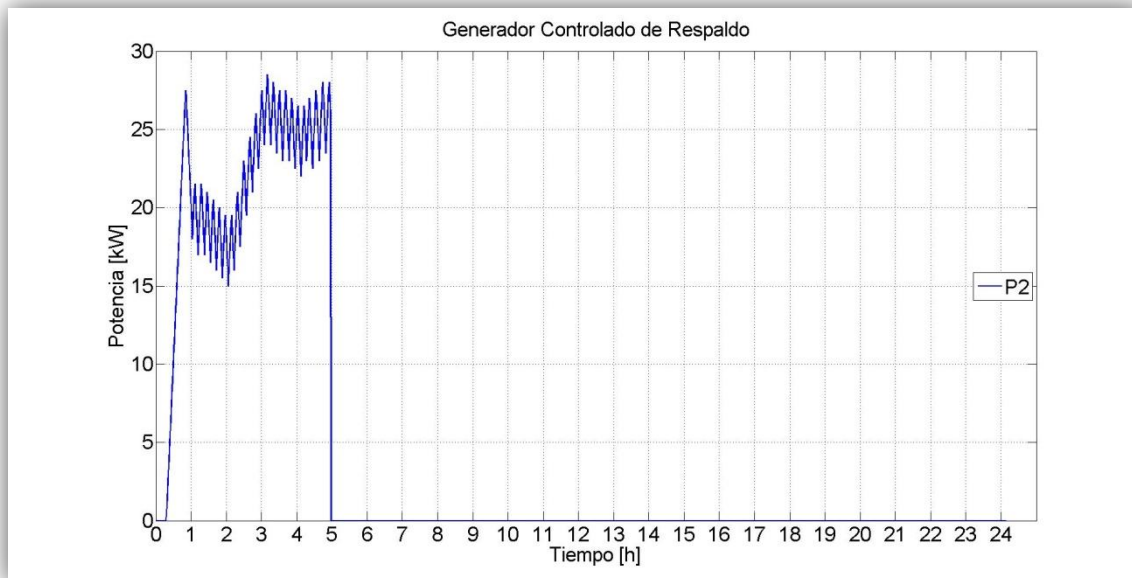


Figura 32. Fallo repentino del Generador de respaldo, SIN recuperación por el equipo de mantenimiento

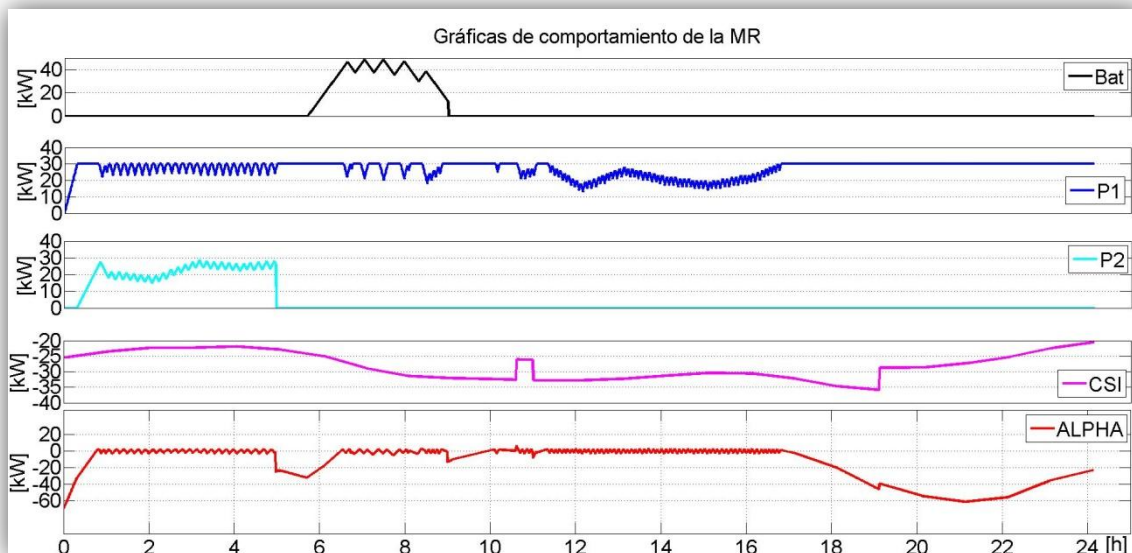


Figura 33. Comportamiento MR ante Fallo repentino del generador de respaldo G2 (SIN recuperación del éste)

Conclusiones de la simulación Caso CRÍTICO III:

- Se trata de una situación crítica. La red se comporta correctamente pues las baterías, tras el fallo del G2, tratan de dar cobertura y mantener el equilibrio, el G2 acude a dar cobertura tras la recuperación del fallo y el S.I. funciona correctamente actuando como último recurso para contribuir a la estabilidad

- Como se ve comparando las dos gráficas "con/sin recuperación posterior al fallo del generador", se hace de vital importancia para la estabilidad de la micro red que los equipos de mantenimiento logren reparar el generador lo antes posible
- Como en casos anteriores, puede ser interesante ampliar la capacidad del parque de baterías para cubrir este tipo de contingencias en la micro red con algo más de holgura, o el nivel pico de funcionamiento del G1. No obstante esto debe estar fundamentado con estudios económicos que se salen de los objetivos de este proyecto. Así mismo es interesante haber comprobado la importancia de dar auxilio inmediato a este tipo de contingencias lo que supone disponer de un equipo de mantenimiento coordinado y cualificado

Condiciones: G1 y G2 = 60 kWp; Máxima energía acumulación del Parque de Baterías= [-110,110] kWh; Valores pico del parque de baterías= [-60,60] kWp; Fallo repentino del G2 durante su funcionamiento (Variable "Fallosimulacion" del ".m" a 30).

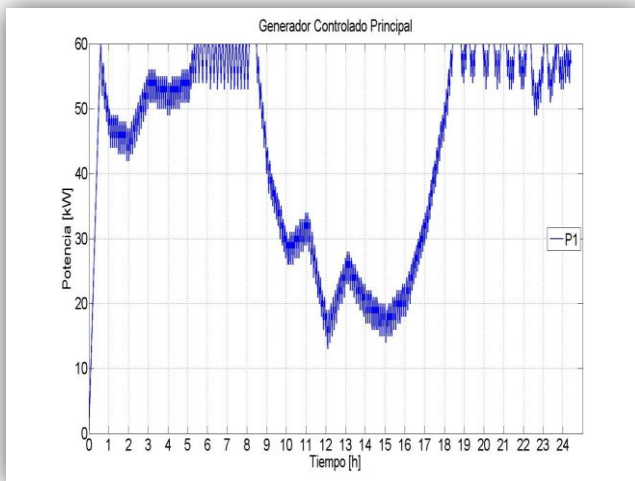


Figura 34. Aumento de potencia del G1

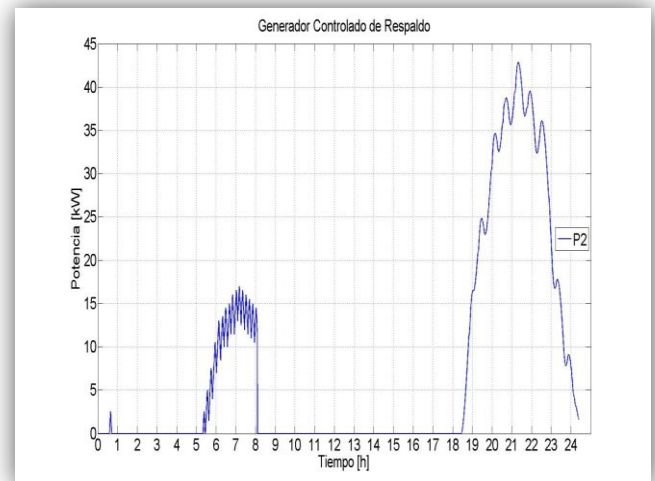


Figura 35. Fallo repentino del Generador de respaldo, Con recuperación (y aumento de Potencia del G1)

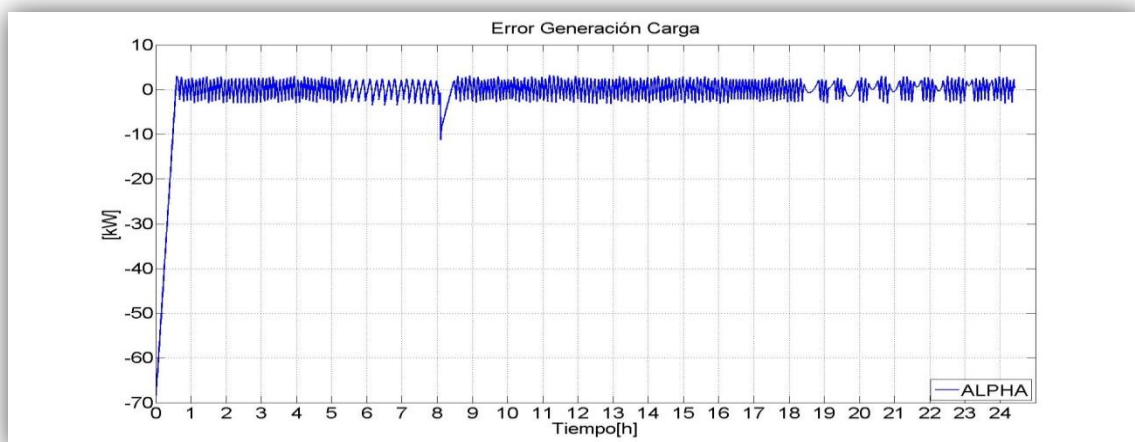


Figura 36. Error ante el fallo repentino del G2

Nótese que únicamente se origina una leve perturbación de carácter transitorio en el momento del fallo del G2.

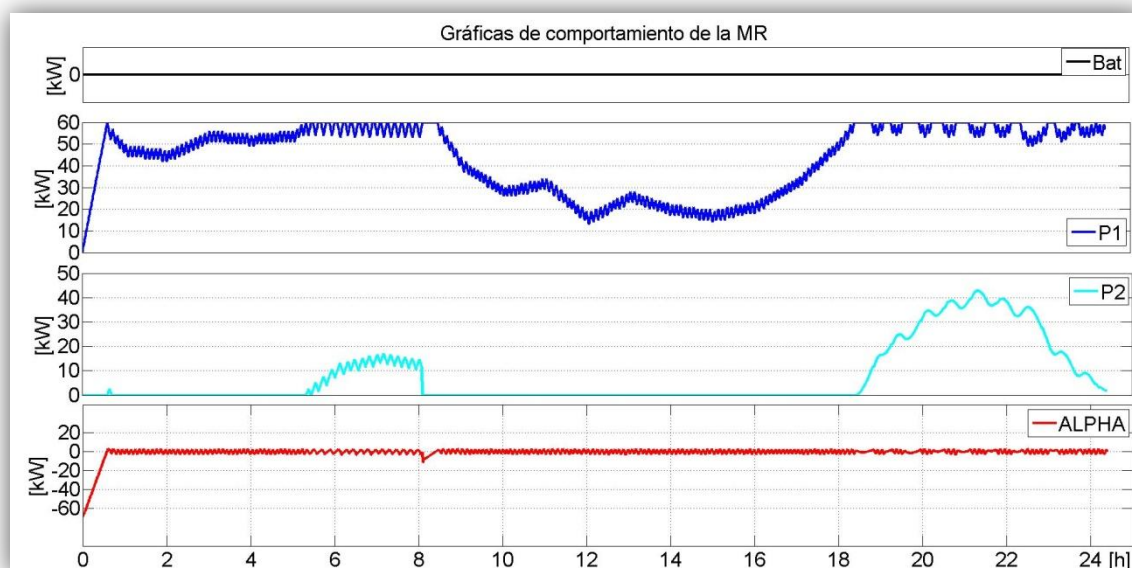


Figura 37. Sistema mucho más estable ante el aumento de potencia máxima en el G1

Tras el aumento de la potencia máxima del generador principal, un fallo en el generador de respaldo no supone una situación tan crítica en las condiciones simuladas. Se produce una perturbación de carácter leve que la MR controla inmediatamente.

Esto refleja la importancia del estudio de dimensionado de un MR, acorde con las condiciones climáticas del emplazamiento deseado y la importancia de realizar este tipo de simulaciones previas para prevenir y corregir posibles situaciones críticas.

Todas las simulaciones llevadas a cabo son una imagen transparente de la complejidad del diseño, dimensionado y control de energía en una micro red, y proponen la reflexiones necesarias en todos los casos para la búsqueda de la solución más eficiente, que a su vez deberá estar respaldada por los correspondientes estudios económicos.

Conclusiones

El nuevo modelo de red inteligente, que impulsa la generación distribuida, la autonomía en su control y la integración de tecnologías de la información para la transmisión y el manejo de datos, resulta ser una solución cercana a los problemas actuales. Soluciones como inversión en infraestructuras, equipos y procesos, convergencia a un sistema descentralizado, generación distribuida, telecomunicaciones, gestión activa de la demanda, gestión automática de cargas, automatización, sistemas de monitorización y autodiagnóstico, entre otros, proponen un modelo mucho más eficiente con ventajas interesantes reflejadas en el proyecto.

Además, la reducción de costes de las telecomunicaciones, los avances en sensores y sistemas más inteligentes y procesadores más potentes y rápidos, harán que la generación, distribución y gestión de energía sea más barata, ecológica y permita ofrecer una serie de nuevos servicios a los usuarios finales.

Si bien es cierto, aunque están surgiendo iniciativas concretas como los nuevos planes de sustitución de contadores, respaldados por la CE y referencias a nivel nacional estudiadas en el proyecto (ITC/3860/2007 y RD 1110/2007), la normativa específica para redes inteligentes resulta aún escasa. Además se han comprobado los problemas que engloban a dicho plan, cuyas exigencias se encuentran aún lejos de ser cumplidas. Para ello, es necesario superar barreras como sucede en toda renovación tecnológica, la definición de estándares que favorezca la interoperabilidad entre compañías, y entre éstas y los usuarios, barreras normativas, implantación a escala global, apoyo de las CCAA, etc. Aun así, la filosofía que persiguen las redes inteligentes se encuentra presente en muchos otros aspectos de la legislación española como se reflejan en el proyecto.

Además, la convergencia de los sistemas eléctricos y las telecomunicaciones se enfrenta a situaciones novedosas que preocupan a legisladores y compañías, como quién dispondrá de los datos, por qué motivo y en qué forma estos datos sean utilizados.

Las empresas de servicios públicos experimentarán un crecimiento exponencial de los dispositivos inteligentes, contadores y monitores que llegan en línea como parte de la red eléctrica inteligente. La mayoría de las estrategias y sistemas de datos heredados no están preparados para manejar los volúmenes que se van a generar. Estos nuevos datos requerirán un mayor almacenamiento, ancho de banda y seguridad. También deben estar disponibles para funciones analíticas para ofrecer un análisis más profundo con el fin de entender los nuevos patrones de uso y desarrollar nuevos modelos de precio.



La seguridad que hay que añadir a las redes IP es lo más complejo de la historia de las comunicaciones (firewalls, IDS's, spam, spoofing, troyanos, virus, suplantación de identidad, espionaje nacional, Hacker, Cyberterroristas, crimen organizado, competidores industriales y empleados disgustados entre otros). Los datos del cliente y los temas relacionados con la privacidad, integridad y fiabilidad de los datos son en la actualidad barreras en la evolución de las redes eléctricas inteligentes, en lo que a transferencia de datos se refiere. La identificación de dispositivos es algo relativamente sencillo, pero el verdadero problema surge en la identificación del individuo que activa o hace uso del dispositivo. Por ello se hace necesario establecer procedimientos de autenticación que verifiquen la identidad de los miembros conectados a la red, con métodos específicos como los plasmados en el proyecto.

Así mismo, quedan reflejadas las perspectivas futuras que aporta el modelo inteligente (ahorro energético, reducción de la contaminación, perspectivas económicas, etc.), mediante un análisis de los informes expedidos por los principales organismos involucrados.

Por otro lado, se han estudiado los diversos componentes que forman parte de una micro red. Se han analizado las características principales y retos en la adaptación de las generaciones eólica y fotovoltaica a micro redes eléctricas inteligentes, los distintos sistemas de almacenamiento de energía que se están desarrollando para el ámbito de micro redes o para sus tecnologías integrables (vehículos eléctricos), y los sistemas de generación convencional más comunes integrables en este entorno. Así mismo, se ha analizado la integración del vehículo eléctrico, los sistemas domóticos y los diferentes tipos de cargas (controlables, no controlables, lineales y no lineales) que se encuentran en el entorno de micro redes inteligentes.

Finalmente, el modelo desarrollado de simulación ha permitido el estudio exhaustivo de la gestión de la energía dentro de una micro red, en términos de potencia activa o equilibrio de energía Demandada-Generada. Así, se ha logrado representar un modelo completo de micro red, formado por los principales elementos constitutivos de ésta, generadores controlados, generación renovable (eólica y solar), cargas críticas, cargas controlables, servicio de interrumpibilidad, cargas no controlables y estación de almacenamiento de energía.

De esta forma, la simulación comprende el estudio de multitud de casos que representan las diferentes situaciones a las que se enfrenta un gestor de energía en una micro red. Así se han analizado situaciones estables de funcionamiento, inestables, generación limitada, saturación de equipos, periodos de excedente renovable, situaciones de alta inestabilidad generación-carga, modificación repentina de las condiciones climáticas, el fallo repentino de un generador controlado, con y sin recuperación posterior por equipos de mantenimiento, y todas las soluciones propuestas para cada caso.

Por tanto, el estudio práctico ha resultado ser un claro espejo de cómo la gestión de la energía dentro de una micro red es algo complejo, y lo necesario que es establecer un correcto control de los diferentes componentes de la misma, que logren hacer frente a los diversos escenarios que surgen en ésta. Todas las simulaciones llevadas a cabo proponen las reflexiones necesarias, en todos los casos, para la búsqueda de la solución más eficiente. Sin embargo, es importante señalar que todas las conclusiones alcanzadas deberán estar respaldadas por los correspondientes estudios económicos y un análisis de estabilidad de potencia reactiva y control frecuencia-potencia, que no se tienen en cuenta pues se alejan de los objetivos del proyecto.

Referencias al texto y Bibliografía

A continuación se citan las fuentes bibliográficas tomadas como referencia para ciertas afirmaciones que exponen datos relevantes en el proyecto. Posteriormente se muestra la Bibliografía ordenada por categorías para facilitar su comprensión y con algún documento de interés que se ha consultado para la comprensión del proyecto, que a pesar de no haber extraído nada en concreto, se cree que puede resultar de interés consultivo.

- [1] Datos REE.

Concretamente para la Figura 1, los datos son de previsión del día 28/09/2011.

Para la Tabla 5 y la Figura 6, los datos se han extraído del informe *"La contribución del Hogar Digital a la Eficiencia Energética"*, Dña. Susana Bañares Hernández, jefa del Departamento de Gestión de la Demanda" de 24 Feb. 2011.

- [2] Pablo Ledesma, información extraída de la asignatura Operación y Control de Sistemas Eléctricos de la Universidad Carlos III de Madrid.
- [3] Información de SIEMENS. UNED Madrid.
- [4] Noticia micro red en Guipuzcoa, proyecto iSare: generación eléctrica bidireccional para la integración del vehículo eléctrico en la red. Redacción ECOMOVE 8/03/2011.
- [5] Asociación Multisectorial de Empresas de la Electrónica, las Tecnologías de la Información y Comunicación [AETIC, informe 2008, pag 88].
- [6] Información respaldada por la administración de información de energía de EEUU, *"Energy Information Administration (2008)"*, junto con el Departamento de Energía de EEUU (*International Energy Outlook 2008, Washington, EIA -DOE*).



[7] Respaldo por tres Fuentes:

- DOE (2003). Grid 2030. "A National Vision for Electricity's second 100 years" (Washington, DOE).
- EPRI. "Electricity Technology Roadmap. Meeting the critical challenges of the 21st Century".
- Otra: "Smart Grids to get Jolt From IT", Information Week, 23 de marzo de 2009.

[8] "Electric Giants Eye Future Prosperity of Smart Grid" Xinxua Business Weekly, 27 de Julio de 2009.

[9] Dos Fuentes:

- Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems (2006).
- European Technology Platform Smart Grids. "Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the future".

[10] Futured (2007). "Visión Estratégica de Futured".

"En España, la Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas Futured nace con la vocación de integrar a todos los agentes implicados en el sector eléctrico para definir e impulsar estrategias a nivel nacional que permitan la consolidación de una red mucho más avanzada, capaz de dar respuesta a los retos del futuro."

[11] Energías Renovables, "El periodismo de las energías limpias". Pág. web, hemeroteca, 16 nov. 2011.

[12] Aclaración: el Open Meter Project (Open Public Extended Network Metering) surgió en 2009 para superar las barreras que existían en la adopción a gran escala de la medición inteligente y construir la infraestructura para un sistema de medida avanzado en Europa. Supone un conjunto de borradores de estándares, basados en normativa existente como IEC 61334 PLC, IEC 62056 DLMS/COSEM, para contadores eléctricos, las series EN 13757 y normas para contadores no eléctricos usando M-Bus y otros medios. Son normas públicas y abiertas para sistemas AMI (Advanced Meter Infrastructure, o infraestructura avanzada de medida). Estos borradores resultantes alimentarán los procesos de normalización europeos e internacionales que, unido a la participación de numerosas empresas importantes del sector en el proyecto, asegura la futura aceptación de los resultados finales del mismo. Destacan los protocolos DLMS/COSEM y Meters&More. [Información respaldada por [13]].

[13] Observatorio Industrial del sector de la Electrónica, las Tecnologías de la Información y las Telecomunicaciones. "Smart Grids y la evolución de la red eléctrica" (12 de Mayo de 2011).

[14] Consultar bibliografía de Normativa reflejada en detalle más adelante.

[15] Elaboración propia, información extraída de de Energía y sociedad, informe CNE.

[16] Aclaración: el perfil público de ZigBee Smart Energy define cómo un grupo de dispositivos trabajan de forma cooperativa dentro de una red, de modo que los

servicios públicos puedan gestionar de forma inteligente cargas de energía, supervisar la utilización de ésta y optimizar su consumo. Al tratarse de la norma de comunicaciones entre dispositivos para redes de área doméstica seleccionada por el Departamento de Energía estadounidense en su marco normativo inicial para el desarrollo de Smart Grid, ZigBee Smart Energy es una tecnología clave para dar respuesta a las necesidades futuras de administración de energía de Estados Unidos.[Información respaldada por [13]]

- [17] Máster en sistemas de energía eléctrica, operación y control de micro redes. Autor: Antonio Sánchez Rodríguez (consultado componentes de una micro red)
- [18] *"Pilas poliméricas de combustible"* una visión general sobre sus ventajas, funcionamiento y componentes, Carmen del Río. Instituto de Ciencia y Tecnología de Polímeros (Madrid).
- [19] Jornadas de almacenamiento de energía UC3M: *"Smart Grids. Sistemas electroquímicos para Vehículos eléctricos"*. Lucía Gauchía Babé, 25 Marzo 2011, Leganés, Madrid.
- [20] Jornadas de almacenamiento de energía UC3M: *"Smart Grids. Sistemas electroquímicos para Vehículos eléctricos"*. Lucía Gauchía Babé, 25 Marzo 2011, Leganés, Madrid.

Del mismo modo, se muestran a continuación las fuentes usadas en función del tipo de documento, añadiendo además otras fuentes de interés que se han consultado para la elaboración del proyecto:

Tesis Doctorales

- Programa de doctorado de la Universidad Politécnica de Cataluña: *"Decentralized Control Techniques Applied to Electric Power Distributed Generation in Microgrids"*, Juan Carlos Vásquez Quintero (10 Junio, 2009)

Tesis de Máster

- Máster en sistemas de energía eléctrica, operación y control de micro redes. Autor: Antonio Sánchez Rodríguez (consultado componentes de una micro red)

Congresos o Reuniones

- Energía y Sociedad, *"SMARTGRIDS, redes eléctricas inteligentes"* (Marzo 2010). [www.energiaysociedad.es]
- Siemens: "Smart Grids". Rosa Mora (27 Octubre 2010, Madrid, UNED)
- REE: "Redes inteligentes: el futuro del sistema eléctrico", Colaboración Greenpeace. Alberto Carbajo Josa, Madrid 27 octubre 2010, Circulo de Bellas Artes



- Observatorio Industrial del sector de la Electrónica, las Tecnologías de la Información y las Telecomunicaciones. *"Smart Grids y la evolución de la red eléctrica"* (12 de Mayo de 2011).
- Jornadas de almacenamiento de energía UC3M: *"Smart Grids. Sistemas electroquímicos para aplicaciones estacionarias"*. Lucía Gauchía Babé, 25 Marzo 2011, Leganés, Madrid.
- Jornadas de almacenamiento de energía UC3M: *"Smart Grids. Sistemas electroquímicos para Vehículos eléctricos"*. Lucía Gauchía Babé, 25 Marzo 2011, Leganés, Madrid.
- *"Pilas poliméricas de combustible"* una visión general sobre sus ventajas, funcionamiento y componentes, Carmen del Río. Instituto de Ciencia y Tecnología de Polímeros (Madrid).
- REE: *"La contribución del Hogar Digital a la Eficiencia Energética"*, Dña. Susana Bañares Hernández, jefa del Departamento de Gestión de la Demanda
- I Congreso Internacional de la Energía Limpia, San José (Costa Rica 2011), *"Smart Grids, Redes Inteligentes"*

Normativa

- Borrador del Plan de Energías Renovables 2011-2020; 26 Julio 2011 Vol. 1; MITYC, IDAE.
- Novedades en el plan de sustitución de contadores 2011: <http://www.mityc.es/Electricidad/Seccion/Tarifas/Precios/Novedades>
- Energía y Sociedad, *"SMARTGRIDS, redes eléctricas inteligentes"* (Marzo 2010). [www.energiaysociedad.es]. Documentación de normativa y Figura 4.
- Normativa, características económicas: BOE 312 Sábado 29 de Diciembre 2007
- RD 809/2006; BOE núm. 156; Sábado 1 Julio 2006
- Directiva 2009/72/CE (paginas de google)
- http://www.estafaluz.com/documentos/estafa/mintuco_plan_sustitucion_contadores.pdf
- http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/en0016_es.htm
- http://www.mityc.es/energia/electricidad/Legislacion/Documents/Propuesta_Anteproyecto_Ley_Modificacion_ley54_1997.pdf
- http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd1110-2007.html
- http://www.mityc.es/energia/es-ES/Participacion/Documents/PER/PER_2011-2020_Borrador_I.pdf



Artículos Digitales

- N-Economía: info@n-economia.com; www.n-economia.com; Centro de predicción económica (Facultad de CCEE y EE): alerta "*Smart Grid: el mercado de la energía en la red gracias a las TIC*", 12 de mayo de 2010
- Tendencias, reflexiones sobre I+D+i, José Morales Barroso (socio director de L&M Data communications), "*The intelligent Grid, la red convergente de electricidad y comunicaciones*". Basado en el Volumen 61 del Annual Review of communications, libro de referencia que publica el IEC(International Engieneering Consortium)
- Noticia micro red en Guipuzcoa, proyecto iSare: generación eléctrica bidireccional para la integración del vehículo eléctrico en la red. Redacción ECOMOVE 8/03/2011.
- Noticias sobre las jornadas CENER sobre integración de micro redes en aéreas urbanas: Enlaces externos: www.cener.com, www.optimagrid.eu

Información de Internet

- La mayoría de los documentos buscados en la web para el presente proyecto se han consultado entre Agosto y Octubre de 2011. Búsquedas en Google de palabras clave que han derivado en la documentación obtenida y expuesta anteriormente

Material necesario para el estudio del Software Matlab/Simulink

- Manual de Matlab 7.0, de la Universidad Politécnica de Madrid. Javier García de Jalón, José Ignacio Rodríguez y Jesús Vidal
- Manual de Simulink para la asignatura de teoría de sistemas de la Universidad de Sevilla, Escuela de Ingenieros, departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática; Alicia Arce Rubio, Guilherme Vianna Raffo. Marzo de 2009
- Diversos tutoriales sobre el manejo de Matlab y Simulink en www.youtube.com
- Todo tipo de ayudas extraídas de la propia Biblioteca del programa Matlab/Simulink versión 10.0 utilizado para el proyecto



Apéndices

En este anexo se muestra los tanto los contenidos del CD-ROM, como algunos de los proyectos más importantes de microrredes inteligentes que están en implantación actualmente.

A. Contenido del CD-ROM

El CD-ROM contiene las carpetas que se indican a continuación:

Memoria

Esta carpeta contiene la memoria en formato pdf.

Programas

Esta carpeta contiene los archivos de Matlab utilizados para la simulación:

- "variables.m": donde se definen las variables utilizadas que forman parte del modelo de Simulink implementado.
- "GraficadoDeLasSimulaciones.m": código desarrollado para el graficado y exportación de datos del módulo Simulink a Matlab para la presentación posterior en la memoria
- Archivo Simulink "ModeloDeSimulacionFinal": modelo de bloques implementado para la simulación, sistema principal y subsistemas, a partir del cual se pueden simular todos los casos reflejados en la memoria. Supone un modelo de estudio sólido y versátil que permite el análisis de innumerables situaciones reales que pueden surgir en los entornos de micro redes eléctricas inteligentes.



B. Ejemplos de proyectos actuales de Redes eléctricas Inteligentes

Por todo el mundo se están llevando a cabo proyectos de ciudades inteligentes en los últimos años. A continuación se citan algunos de estos proyectos en el entorno mundial y nacional, así como proyectos de investigación a favor del desarrollo de los conceptos que rodean a los nuevos modelos de red inteligente.

1. Proyectos Internacionales

1.1 Ciudad de Boulder, Colorado, EEUU

Realizado por la compañía Xcel energy, que es la mayor compañía de proveedores públicos de electricidad de estados unidos, junto con numerosos aliados (Universidad de Colorado entre otras) que han invertido un total de 100 millones de dólares en esta ciudad para convertirla en la primera Smart city de los EEUU, paliando así la situación de ineficiencia energética y consumo desmesurado de este país. La primera fase del proyecto se terminó en septiembre de 2010 con unas 10000 viviendas equipadas con sistemas de medición inteligente.

La micro red inteligente dispone de una banda de comunicaciones y flujo de información bidireccional de alta velocidad entre proveedores y consumidores que permite a la compañía monitorizarla en tiempo real controlando cualquier aspecto de la misma que se encuentre fuera de rango.

Los medidores inteligentes instalados proveerán a los consumidores de información veraz sobre sus consumos y la posibilidad de establecer una comunicación bidireccional con la compañía. Información sobre cuanta potencia están consumiendo, en qué momentos y de donde proviene esa energía. Podrán, compararla con la que se está consumiendo en la red y adaptarse a las necesidades de ésta en cada momento.

La red inteligente de Boulder pretende integrar vehiculos hibridos, vehiculos eléctricos a red (vehicles to grid), sistemas de baterías, turbinas eólicas, paneles solares entre otras tecnologías.

1.2 Japón

Tiene en marcha 4 proyectos de ciudades inteligentes



1.3 Amsterdam Smart City

El "Amsterdam Smart City" y el proyecto "Amsterdam's Climate Street" nace de unir a las empresas, los gobernantes y el público en general para idear el sistema de energía ideal desde todos los puntos de vista y cuyos beneficios fluyan tanto para la propia compañía de suministro como para cada uno de los hogares. El programa utiliza una Smart Grid con contadores inteligentes, tecnologías de edificios inteligentes y vehículos eléctricos para reducir el consumo de energía en los hogares, los edificios y áreas públicas y en el transporte y ha contado con el apoyo de Accenture.

1.4 Yangzhou, China

En Yangzhou, con el apoyo de GE, se ha implementado un centro de estudio y demostración relacionado con las Smart Grid. Desde el punto de vista de la infraestructura de comunicaciones, incluye temas de voz y aplicaciones de datos que pueden tener un amplio uso en la ciudad. En cuanto a las tecnologías asociadas a la energía en el hogar el demostrador incluye una avanzada infraestructura de lectura con contadores inteligentes con precio dinámico que es el centro de los ahorros de energía en el hogar, con sistemas de gestión de la energía, termostatos programables, electrodomésticos inteligentes que realizan sus actividades en función de la disponibilidad de la energía y su coste, y sistemas de respuesta a la demanda que reducen la utilización de energía en el hogar en función de los picos de demanda. También se incluyen estaciones de carga de vehículos eléctrico para los hogares.

1.5 Otras ciudades del mundo

Estocolmo, Dubái, Malta, etc.,

2. Proyectos Nacionales

2.1 STAR (Sistema Telegestión y Automatización Red), Castellón

La ejecución del Proyecto Star comprende una inversión inicial de 13 millones de euros. La previsión de Iberdrola es convertir a Castellón en una red eléctrica inteligente. De esta manera, 175.000 clientes contarán con este servicio que permitirá mejorar la calidad del suministro eléctrico, al disminuir las incidencias.

Para llevarlo a cabo, Iberdrola renovará los 100.000 contadores que dan servicio a sus clientes (inicio abril de 2010). Además, adaptará los 600 centros de transformación de la ciudad para permitir la prestación de servicios a distancia, como la lectura de los equipos a medida, la realización de altas y bajas o la modificación de la potencia contratada.

- 583 Centros de Transformación en servicio con varias configuraciones.
- 100.973 puntos de suministro domésticos que atienden a 175.000 ciudadanos.
- Variada configuración de la Baja Tensión: contadores monofásicos y trifásicos, centralizados e individuales
- Densidades eléctricas amplias: entre 1 y 831 clientes por CT, entre 1 y 25 líneas BT por centro

2.2 Proyecto SmartCity Málaga

Proyecto liderado por Endesa y respaldado por Enel, Acciona, IBM, Sadiel, Ormazábal, Neo Metrics, Isotrol, Telvent, Ingeteam y Greenpower. También se ha contado con la colaboración de varias universidades y centros de investigación nacionales y autonómicos. SmartCity se convertirá en un referente mundial en el desarrollo de tecnologías energéticas de vanguardia, compartiendo protagonismo con otras iniciativas ya operativas en Estocolmo, Dubai, Malta, Ohio y Colorado.

Se trata de una iniciativa de generación y distribución inteligente de energía en Málaga que supondrá la inversión de 30 millones en tres años (financiados en parte por Fondos Feder gracias al apoyo de la Junta de Andalucía y el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial del Ministerio de Ciencia e Innovación). Aborda la instalación de una red eléctrica inteligente en España e incluye sistemas inteligentes de gestión y se beneficiará a 300 clientes industriales, 900 de servicios y 11.000 clientes domésticos durante cuatro años. Emplazamiento elegido por su gran potencial de crecimiento, amplias capacidades tecnológicas, presencia de Universidad y empresas, fuerte apoyo de las administraciones y excelentes infraestructuras eléctricas.

Las fuentes de energía renovable se integrarán de forma óptima en la red, acercando la generación al consumo a través de la instalación de paneles fotovoltaicos en edificios públicos, el uso de microgeneración eléctrica en algunos hoteles o la instalación de sistemas microeólicos en la zona, sistemas de almacenamiento energético en baterías para facilitar su consumo



posterior en la climatización de edificios, el alumbrado público y el transporte eléctrico. Y se potenciará asimismo el uso de coches eléctricos, con la instalación de postes de recarga y la implantación de una flota de vehículos.

Se contará con nuevos contadores inteligentes desarrollados en el marco de la telegestión para hacer posible un consumo eléctrico más sostenible. Además, la instalación de sistemas avanzados de telecomunicaciones y telecontrol permitirá actuar en tiempo real y de forma automática sobre la red de distribución, haciendo posible una nueva gestión de la energía y potenciando la calidad del servicio. Pero, sobre todo, se busca hacer partícipe al usuario final en todo el proceso.

El objetivo final del proyecto es demostrar cómo es posible conseguir, con el desarrollo de estas tecnologías, un ahorro energético del 20%, así como una reducción de emisiones de más de 6.000 toneladas de CO₂ al año.

2.3 Micro red en Guipúzcoa, proyecto iSare

La Diputación Foral de Gipuzkoa, el Ministerio de Ciencia e Innovación, Guipúzcoa Aurrera, el Cluster de Electrónica, Informática y Telecomunicaciones del País Vasco (GAIA), IK4 y JEMA han presentado recientemente el proyecto "iSare. Microgrid Gipuzkoa", que permitirá al territorio guipuzcoano contar a finales de 2012 con una Micro Red Eléctrica Inteligente.

El proyecto, que cuenta con un presupuesto de 6.619.000 euros, cuenta, además de los impulsores antes mencionados, con la participación como socios iniciales del proyecto de Cegasa Internacional, Cidetec, Electro TAZ, Ingesea, Oasa Transformadores, Tekniker y con la colaboración del CEIT.

2.4 Barcelona

También La Fira de Barcelona presentó en Nueva York el pasado julio de 2011 su proyecto sobre ciudades inteligentes Smart City, que defiende aplicar la tecnología para gestionar de forma más eficiente y sostenible los espacios urbanos.

2.5 Proyecto smart city Valladolid-Palencia

Un total de 35 empresas y centros tecnológicos forman ya parte del proyecto Smart City Valladolid-Palencia, que el año pasado firmaron ambas ciudades para desarrollar de forma conjunta aspectos relacionados con innovación tecnológica, desarrollo sostenible y eficiencia energética. El proyecto, coordinado por el Centro Tecnológico Cartiff, cuenta además con la participación del Ente Regional de la Energía y empresas como Acciona, Telefónica, Iberdrola, GMV y Lince Asprona.

2.6 A Coruña

Invertirá 11,5 millones de euros para ser una smart city. El proyecto, que cuenta con el apoyo del Ministerio de Ciencia e Innovación y es cofinanciado al 70 por ciento por fondos europeos, tiene un plazo de ejecución en los años 2012-2013.

En todo el mundo están en marcha 102 proyectos de ciudad inteligente en localidades como Birmingham, Amsterdam, Lyon, Barcelona, Santander o Málaga.

'Smart City Coruña' se plasma en seis ejes: medio ambiente -control de aire, ruido, saneamiento y residuos; energía; movilidad urbana; sanidad y seguridad; turismo y ocio; y administración electrónica.

3. Proyectos de I+D+i

3.1 Proyecto CENIT Energos

El proyecto ENERGOS está financiado por la iniciativa CENIT en su convocatoria de 2009 y se extiende desde 2009 hasta el año 2012. El proyecto está liderado por Unión Fenosa y cuenta con la participación de 37 organizaciones nacionales, entre las que destacan Indra Sistemas, Indra Software Labs, Gas Natural, SAC, ZIV y un buen número de centros de investigación y universidades (Universidad Carlos III de Madrid, Tecnalia, la Universidad de la Coruña, ...).

El objetivo del Proyecto ENERGOS (Tecnologías para la gestión automatizada e inteligente de las redes de distribución energética del futuro), es el desarrollo de conocimientos y tecnologías que permitan avanzar en la implantación del concepto de las Redes Inteligentes.

3.2 Programa CENIT GAD ("*Gestión Activa de la Demanda*")

Ya mencionado en el apartado 4.6.4. Financiado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) en el marco de la iniciativa CENIT. Con una duración de 4 años (2007-2010), cuenta con un presupuesto de 23,3 millones de euros y un consorcio de 15 empresas (Iberdrola, Red Eléctrica, Gas Natural Fenosa, Fagor, Siemens, ZIV...) más 14 entidades de investigación subcontratadas entre Universidades (Universidad Pontificia de Comillas, Universidad Politécnica de Madrid...) y Centros de Investigación (Tecnalia, ITE, ITA...).

Trata de investigar nuevos mecanismos y tecnologías encaminados a la optimización del consumo de electricidad en usuarios residenciales de baja tensión, reduciendo costes sin perjudicar la calidad del servicio. Pretende ofrecer al consumidor información exhaustiva en cuanto al precio de la energía, y dotarlo de herramientas de optimización de su consumo eléctrico, de modo que se consiga el confort deseado minimizando a la vez el gasto económico y el impacto medioambiental junto con las ventajas mencionadas en los capítulos anteriores

3.3 INTEGRIS (*"Intelligent Electrical Grid Sensor communications"*)

(Comunicaciones de Sensores para Redes Eléctricas Inteligentes). Su objetivo es desarrollar una infraestructura de telecomunicaciones robusta y flexible, capaz de obtener de forma eficiente y en tiempo real toda la información que requerirán las nuevas redes inteligentes de distribución eléctrica.

3.4 Proyecto CENIT DENISE (*"Intelligent, Secure and Efficient Energy Distribution"*)

Financiado por el CDTI, empresas y centros de investigación que persigue la investigación de las redes inteligentes del futuro. El consorcio está liderado y coordinado por Endesa Servicios. El proyecto persigue la aplicación de tecnologías de última generación en el campo de las comunicaciones, automatización y sistemas (grid computing), con el objetivo de integrar la electricidad y las telecomunicaciones en la red de distribución eléctrica.

3.5 PRIME (*"Powerline-Related Intelligent Metering Evolution"*)

Su objetivo es lograr una arquitectura de comunicaciones abierta y no propietaria, basada en PLC, que soporte las nuevas funcionalidades de los sistemas inteligentes de medida para el desarrollo de las redes inteligentes (medida, comunicación, control y gestión remota de contadores...). PRIME está liderada por Iberdrola y por algunos de sus principales proveedores de equipos, pero EDP e Hidrocarburos (propiedad de EDP) ya se han unido a la alianza, y se prevé que lo haga también Gas Natural-Unión Fenosa.

3.6 Proyecto europeo OPEN METER

Ya comentado en referencia [12]. Para la estandarización de los dispositivos inteligentes que permita la interoperabilidad entre fabricantes del sector mediante la definición de requisitos mínimos.



3.7 FENIX (*"Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected energy evolution"*)

Su objetivo es el de conceptualizar, diseñar y demostrar una arquitectura técnica y un marco comercial que permitiera a las centrales virtuales (VPP) basados en recursos energéticos distribuidos (DER) convertirse en la solución para un futuro suministro eléctrico económico, seguro y sostenible en la Unión Europea.

3.8 ADDRESS (*"Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS"*)

Proyecto centrado más en el lado del consumidor. Con el objetivo de incrementar la flexibilidad de consumidores, fiabilidad de tecnologías, y la accesibilidad proponiendo soluciones a las barreras que impidan la integración de las energías renovables y la gestión activa de la demanda